



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Motifs de décision

Pipelines Enbridge Inc.

OH-002-2013

Mars 2014

Installations et méthode de
conception des droits

Canada

Motifs de décision

Relativement à

Pipelines Enbridge Inc.

Demande datée du 29 novembre 2012
concernant le projet d'inversion de la
canalisation 9B et d'accroissement de la
capacité de la canalisation 9

OH-002-2013

Mars 2014

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à info@neb-one.gc.ca.

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2014
représentée par l'Office national de l'énergie

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2014
as represented by the National Energy Board

N° de cat. NE422-1/2014-1F
ISBN 978-0-660-21675-1

Cat No. NE422-1/2014-1E
ISBN 978-1-100-23125-9

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. Il est possible de l'obtenir sur supports multiples, sur demande.

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Pour obtenir un exemplaire sur demande :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courriel : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

Pour obtenir un exemplaire en personne :

Bibliothèque de l'Office
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Table des matières.....	i
Liste des figures.....	iii
Liste des tableaux.....	iii
Liste des annexes.....	iii
Glossaire, abréviations et unités.....	iv
Exposé et comparutions.....	x
1. Dispositif.....	1
2. Introduction.....	6
2.1 Contexte.....	6
2.1.1 Mandat de l'Office et surveillance réglementaire.....	6
2.1.2 Historique de la canalisation 9.....	9
2.2 Aperçu de la demande et de son évaluation par l'Office.....	10
2.3 Audience OH-002-2013.....	12
2.3.1 Ordonnance d'audience et processus d'audience.....	12
2.3.2 Aide financière aux participants.....	15
3. Participation et mobilisation du public.....	17
3.1 Attentes de l'Office à l'égard du programme de consultation de la société.....	17
3.2 Programme de consultation d'Enbridge.....	17
3.2.1 Consultation des propriétaires fonciers, des résidents, des associations et des autres personnes susceptibles d'être touchées.....	17
3.2.2 Consultation des parties prenantes gouvernementales.....	27
4. Installations.....	31
4.1 Description des installations.....	31
4.2 Conception, construction et exploitation.....	31
4.2.1 Conception, codes et normes.....	31
4.2.2 Construction.....	32
4.2.3 Exploitation.....	32
4.2.3.1 Conception hydraulique.....	32
4.2.3.2 Fluides de service.....	33
4.2.3.3 Additif réducteur de frottement.....	34
4.2.3.4 Vannes de sectionnement.....	35
4.2.3.5 Protection contre les transitoires de pression et la surpression..	36
4.2.3.6 Contrôle du pipeline.....	36
4.2.3.7 Détection des fuites.....	37
4.2.3.8 Inspection et entretien de l'emprise.....	38
4.2.3.9 Système d'arrêt d'urgence.....	39
4.3 Intégrité du pipeline.....	44
4.3.1 Programme de gestion de l'intégrité.....	44
4.3.2 Corrosion et dégradation du métal.....	46
4.3.3 Fissuration.....	47
4.3.4 Dommages mécaniques.....	49

4.3.5	Gestion des géorisques.....	49
4.3.6	Essais sous pression hydrostatique (essais hydrostatiques).....	50
4.3.7	Examen indépendant par une tierce partie de l'évaluation technique à jour.....	51
5.	Accidents, défaillances et intervention d'urgence.....	58
5.1	Exigences de la réglementation	58
5.2	Effets possibles d'accidents et de défaillances	61
5.3	Plans d'intervention d'urgence (manuel des mesures d'urgence)	67
5.4	Exercices et formation en intervention d'urgence	70
5.5	Intervention en cas d'incident et capacité financière	71
6.	Questions environnementales, socioéconomiques et foncières.....	81
6.1	Détails du projet.....	82
6.1.1	Étape de la construction	82
6.1.2	Étape de l'exploitation	83
6.1.3	Étape de la cessation d'exploitation.....	83
6.2	Évaluation environnementale et socioéconomique.....	83
6.2.1	Méthode utilisée pour l'ÉES.....	83
6.2.2	Préoccupations environnementales et socioéconomiques soulevées par des participants.....	84
6.2.3	Questions non incluses dans l'évaluation	84
6.2.4	Analyse des effets environnementaux et socioéconomiques	86
6.2.5	Effets environnementaux et socioéconomiques négatifs éventuels et mesures d'atténuation courantes	86
6.2.6	Analyse des effets environnementaux et socioéconomiques négatifs éventuels à atténuer au moyen de mesures de conception et d'atténuation inhabituelles	87
6.2.6.1	Qualité de l'air et émissions de gaz à effet de serre.....	87
6.2.6.2	Franchissement des cours d'eau.....	89
6.2.6.3	Bruit	92
6.2.7	Effets cumulatifs	93
6.3	Questions socioéconomiques	94
6.3.1	Infrastructure et services	94
6.3.2	Emploi et économie	95
6.4	Questions foncières.....	96
6.4.1	Besoins en terrains et superficie	96
6.4.2	Processus d'acquisition de terrains	96
7.	Questions autochtones	98
7.1	Participation et consultation des groupes autochtones.....	100
7.2	Effets du projet sur les groupes autochtones.....	105

8. Faisabilité économique	113
8.1 Approvisionnement	113
8.2 Marchés	116
8.3 Solutions de rechange	126
8.4 Financement	128
8.5 Faisabilité économique et justification du projet	128
9. Principes et méthode de tarification.....	133
9.1 Appel de soumissions	133
9.2 Méthode de tarification proposée.....	133
9.3 Attribution de la capacité et débit	137
9.4 Exemptions	139

Liste des figures

Figure 2-1	Carte représentant l'emplacement du projet	12
Figure 8-1	Comparaison des prévisions de l'ACPP relativement à l'offre totale de brut de l'Ouest canadien (rapport d'IHS).....	114
Figure 8-2	Comparaison des prévisions de production de brut du bassin de Williston (rapport d'IHS).....	115
Figure 8-3	Prix de pétroles bruts sélectionnés livrés à Montréal (étude de Demke).....	117
Figure 8-4	Prévisions des prix du Brent et d'autres pétroles bruts (rapport d'IHS).....	119
Figure 8-5	WTI, Cushing – Brent, FOB (rapport d'IHS)	120

Liste des tableaux

Tableau 7-1	Participants autochtones.....	101
--------------------	-------------------------------	-----

Liste des annexes

Liste des questions	141
Définitions relatives aux critères d'évaluation de l'importance des effets	142
Décisions relatives aux requêtes	144
Conditions de l'ordonnance XO-E101-003-2014 de l'Office national de l'énergie aux termes de l'article 58 de la Loi	146
Conditions de l'ordonnance TO-002-2014 de l'Office national de l'énergie aux termes de la partie IV de la Loi	157

Glossaire, abréviations et unités

additif réducteur de frottement	Additif de polymérisation ayant pour effet de réduire la turbulence dans un oléoduc. L'utilisation d'un additif réducteur de frottement peut permettre de réduire la pression de pompage ou d'accroître le volume de pompage sans changement de pression
auteur d'une lettre de commentaires	Participant qui, sans pouvoir contre-interroger les parties, leur présenter de demandes de renseignements ou faire de plaidoirie finale, a la possibilité d'offrir ses observations sans qu'elles soient attestées
b	baril
b/j	barils par jour
baril	un baril équivaut approximativement à 0,159 m ³
bitume dilué	Mélange composé de bitume et de diluant, habituellement du condensat. Le bitume doit être dilué afin de respecter les exigences techniques du pipeline en matière de viscosité et de densité
canalisation 9	canalisations 9A et 9B
canalisation 9A	Tronçon de la canalisation 9 qui s'étend du terminal de Sarnia à la station de pompage North Westover, en Ontario (environ 194 km)
canalisation 9B	Tronçon de la canalisation 9 qui s'étend de la station de pompage North Westover, en Ontario, au terminal de Montréal, au Québec (environ 639 km)
CD	station de Cardinal
conseiller ou conseillère en processus	Membre du personnel de l'Office qui aide le public, les groupes autochtones et les parties à mieux comprendre le processus d'audience et à y participer
contre-preuve	Renseignements supplémentaires déposés par le demandeur en réponse à la preuve versée par d'autres participants
CSA	Association canadienne de normalisation

CSA Z245.1	Norme Z245.1 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée <i>Tubes en acier pour canalisation</i>
demande	Demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie aux termes de l'article 58 et de la partie IV de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i> en vue de la réalisation du projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9
demande de participation	formulaire pour demander de participer à une instance
demande de renseignements	question posée par écrit à une partie au sujet de la preuve qu'elle a déposée
DR	demande de renseignements
é-CO ₂	équivalent en CO ₂
ÉES	évaluation des effets environnementaux et socioéconomiques
ÉIES	Énoncé des incidences environnementales et socioéconomiques d'Enbridge (daté du 29 novembre 2012), et ses mises à jour subséquentes, et réponses aux demandes de renseignements connexes
Enbridge, demandeur ou société	Pipelines Enbridge Inc.
essais hydrostatiques	Aussi désigné sous le terme épreuve hydraulique, il s'agit d'un moyen de vérifier la résistance et l'étanchéité d'un pipeline. La canalisation est remplie d'eau, puis mise sous pression pendant une durée déterminée afin de s'assurer qu'elle ne présente pas de fuite ou de rupture ou que la pression ne cause pas de déformation permanente. Les essais hydrostatiques visent à confirmer l'intégrité structurale de la conduite et servent de base à l'établissement, par l'organisme de réglementation, de la pression maximale de service du pipeline
EST	entente de service de transport
évaluation des effets environnementaux et socioéconomiques	Processus précédant la prise de décisions importantes et servant à cerner les effets environnementaux probables découlant d'un projet proposé ainsi que les mesures d'atténuation afférentes

franchissement de cours d'eau d'importance	Un franchissement de cours d'eau est jugé d'importance si, au minimum, il se trouve à un endroit où un déversement non contrôlé de produit constituerait un risque important pour le public ou l'environnement
GES	gaz à effet de serre
HL	station de Hilton
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières
intervenant	Personne à qui l'Office a accordé un droit de participation intégrale ou partielle dans le cadre d'une instance et qui doit se soumettre aux obligations correspondantes, qu'il s'agisse de poser des questions, de déposer une preuve ou de faire une plaidoirie finale
km	kilomètre
kt	kilotonne
liste des questions	Liste des questions qui ont été examinées dans le cadre de l'instance et qui sont énumérées à l'annexe I ci-jointe
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m ³	mètre cube
m ³ /j	mètres cubes par jour
ML	terminal de Montréal
mm	millimètre
norme CSA Z662-11	Norme Z662-11 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée <i>Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz</i>
NW	station de North Westover
Office	Office national de l'énergie
PAFP	Programme d'aide financière aux participants

participant	Personne à qui un droit de participation à l'instance a été accordé par l'Office, notamment le demandeur, les intervenants et les auteurs de lettre de commentaires. Chaque catégorie de participants a certains droits et certaines obligations
partie	Le demandeur ou les intervenants sont des parties, mais pas les auteurs d'une lettre de commentaires
pétrole brut léger ou moyen	pétrole brut dont la densité varie de 800 kg/m ³ à 903 kg/m ³
pétrole brut lourd	pétrole brut dont la densité varie de 904 kg/m ³ à 940 kg/m ³
pétrole léger de réservoirs étanches	Pétrole produit au moyen de techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes appliquées à des gisements de pétrole léger très peu perméables
PIB	produit intérieur brut (du Canada)
plaidoirie finale	Position défendue par une partie quant à la décision que l'Office devrait rendre et raisons pour lesquelles la preuve fournie soutient cette position. La plaidoirie finale peut être faite de façon orale pendant l'audience, ou par écrit
PMS	pression maximale de service
pompe de la canalisation principale	Pompe principale servant à accroître le débit ou la pression au niveau nécessaire au transport du pétrole
pompe de surpression	Les pompes de surpression sont placées en amont (côté aspiration) des pompes de la canalisation principale. Elles servent à assurer un débit suffisant pour que la capacité de pompage (écoulement ou pression) des pompes de la canalisation principale demeure constante
PPAA	Programme de participation accrue des Autochtones
première étape du projet d'inversion de la canalisation 9	Inversion du tronçon de la canalisation 9 sur environ 194 km, entre le terminal de Sarnia et la station de pompage North Westover (canalisation 9A), conformément à l'ordonnance XO-E101-010-2012
pression maximale de service	Pression maximale à laquelle la conduite ou l'équipement peut être exploité. De nombreuses raisons peuvent justifier la limite imposée, notamment les exigences techniques ou les limites physiques des matériaux (conduites, brides, etc.), les

caractéristiques de fonctionnement de la canalisation (débit, viscosité, etc.) et la taille des pompes. Bien que le terme PMS puisse être utilisé au cours d'une instance, il faut déduire le maximum dont il est question selon le contexte. La PMS peut varier en fonction du tronçon et de l'élévation d'un pipeline donné. En règle générale, la pression maximale des différents tronçons est déterminée au moyen d'une mesure prise en aval de la pompe de la canalisation principale et toutes les autres PMS visant les tronçons en aval de la pompe de la canalisation principale sont fonction de la valeur initiale mesurée

preuve	Rapports, énoncés, photos et autres documents ou renseignements versés au dossier par les participants. Documentation à l'appui de la position défendue par un participant par rapport à une demande
projet	projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9
projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9	Proposition en vue de l'inversion du sens d'écoulement d'un tronçon de la canalisation 9 entre la station de North Westover, en Ontario, et le terminal de Montréal, au Québec, afin d'accroître la capacité annuelle de l'ensemble de la canalisation 9 entre Sarnia et Montréal, et de la modification des règles et règlements tarifaires
rapport du NTSB	Sauf indication contraire, le rapport du NTSB désigne le rapport de l'organisme américain National Transportation Safety Board (NTSB) sur le déversement causé par la canalisation 6B d'Enbridge Energy, Limited Partnership, survenu à Marshall, au Michigan, en juillet 2010 (l'accident de Marshall)
RDC	règlement avec droits concurrentiels
RNCO	<i>Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs</i>
RPT	<i>Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres</i>
SA	terminal de Sarnia

sites du projet	Le projet prévoit des activités de construction à six endroits : le terminal de Samia (SA); la station de North Westover (NW), la station de Hilton (HL), la station de Cardinal (CD), la station de Terrebonne (TB) et le terminal de Montréal (ML)
TB	station de Terrebonne
TIC	tarif international conjoint
TPR	taux de pression de rupture
WTI	West Texas Intermediate

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande datée du 29 novembre 2012, dans sa version modifiée, que Pipelines Enbridge Inc. (Enbridge) a déposée devant l'Office national de l'énergie (dossier OF-Fac-Oil-E101-2012-10 02) relativement au projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (le projet) dans le but de solliciter ce qui suit :

- a) une ordonnance, aux termes de l'article 58 de la Loi, soustrayant le projet à l'application de l'alinéa 30(1)*h*) et des articles 31, 33 et 47 de la Loi;
- b) l'approbation, suivant la partie IV de la Loi, des règles et règlements tarifaires révisés visant la canalisation 9;
- c) une ordonnance, aux termes du paragraphe 129(1.1) de la Loi, ayant pour effet d'exempter Enbridge des exigences de tenir à l'égard du projet le système comptable prescrit par l'alinéa 5(1)*c*) du *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (RNCO);
- d) une ordonnance ayant pour effet d'exempter Enbridge des exigences de dépôt stipulées à la rubrique BB du *Guide de dépôt* de l'Office;

du fait que le projet ne vise que :

- a) des ajouts et des modifications aux sites du projet, ainsi que les changements nécessaires en résultant, dans le contexte des marches à suivre connexes ou des engagements à prendre en vue d'inverser le sens d'écoulement du pétrole brut entre North Westover, en Ontario, et Montréal, au Québec;
- b) des ajouts et des modifications aux sites du projet, ainsi que les changements nécessaires en résultant, dans le contexte des marches à suivre connexes ou des engagements à prendre en vue de permettre l'accroissement de la capacité annuelle de Sarnia, en Ontario, à Montréal, au Québec;
- c) la révision des règles et règlements tarifaires de la canalisation 9 afin de permettre le transport de brut lourd;

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience OH-002-2013 de l'Office national de l'énergie datée du 19 février 2013.

ENTENDUE par voie de présentations écrites et orales à Montréal, au Québec, du 8 au 11 octobre 2013 et à Toronto, en Ontario, du 16 au 18 octobre 2013;

DEVANT

L. Mercier
M. Richmond
J. Gauthier

Membre présidant l'audience
Membre
Membre

COMPARUTIONS

Demandeur

A. Bigué	Pipelines Enbridge Inc.
D. Crowther	
M. Fowke	
K. Millar	

Participants autochtones

S.A. Smith	Première Nation Aamjiwnaang
P. Seaman	

S.A. Smith	Première Nation des Chippewas de la Thames
P. Seaman	

Chef C. Phillips	Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke
F. Walsh	
P. Ragaz	

C. Lester	Particulier
-----------	-------------

Associations

E. Conger	Algonquin to Adirondacks Collaborative
R. McCrae	

D. Tsingakis	Association industrielle de l'Est de Montréal
A. Brunelle	

G. Sarault	Association canadienne des producteurs pétroliers
N. Schultz	

S. Shrybman	Unifor (auparavant Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier)
-------------	---

N. Kozhaya	Conseil du patronat du Québec
Y.-T. Dorval	
L.-P. Lazure	

A. Praharaj	Le Conseil des Canadiens - Section de l'Université York
E. Pascariu	
G. Demontigny	
J. Spalton	

D. Anderson	Durham Citizens Lobby for Environmental Awareness & Responsibility (DurhamCLEAR)
-------------	--

A. Koehl S. Ribaux	Équiterre (coalition)
J. Gaudreault F.-W. Simard	Fédération des chambres de commerce du Québec
D. Kellar R. Avery	Grand River Indigenous Solidarity
N. Crawhall P. Chenard	Alliance des villes des Grands Lacs et du Saint-Laurent
S. Prévost A. Azoulay	Manufacturiers et exportateurs du Québec
J. McIntosh H. Moran	Ontario Petroleum Institute
J.D. Goudy	Ontario Pipeline Landowners Association
D. Matovic	Ontario Pipeline Probe
A. Lickers	Rising Tide Toronto
D. Neuman	Stratégies Énergétiques
J. Tennent-Riddell	Sustainable Trent
P. Lemieux I. Bouffard	Union des producteurs agricoles
Sociétés L.E. Smith, c.r. J. Headrick J. Van Heyst	Suncor Energy Marketing Inc.
A. Hollingworth, c.r. J.-M. Loranger L. Jamieson	Valero Energy Inc. (auparavant Ultramar Ltée)
Gouvernements et municipalités C. King	Ministère de l'Énergie de l'Alberta
R. Jennings	Ministère de l'Énergie de l'Ontario
G. Rempe	Ville de Toronto

R. Brazeau C. Lemieux	Municipalité de Rigaud
P. Domingos	Municipalité de Sainte-Justine-de-Newton
J.A. Lalonde	Municipalité de Très-Saint-Rédempteur
G.-L. Beaudoin G. Bolduc S. Richard	Municipalité régionale du comté de Vaudreuil-Soulanges
G. Charbonneau B. Plourde	Ville de Sainte-Anne-des-Plaines
Particuliers C. Doucet	
M. Eriksen	
E. Ferguson	
N. Goodman	
S. Harmer	
L. Lanteigne	
J. Quarterly	
Office national de l'énergie R.V. Rodier M. Watton	
PLAIDOIRIE ÉCRITE	
Participants autochtones T. Gilbert S. Hawalni S. Dharssi	Première Nation des Mississaugas de New Credit
J. McCormick	Particulier
Associations L. Chahley	Alberta Federation of Labour

R. Munroe	Syndicat national des cultivateurs – Ontario et Ecological Farmers of Ontario
S. Reid	Progressive Contractors Association of Canada
J. Stevens J. Vince	Office de protection de la nature de Toronto et de la région
A. M. Thuan	Corporation of the City of Mississauga
P. Vigneault	Gouvernement du Québec

Particuliers

P. Kuebler

J. Léger

C. Powell

CONTRE-PREUVE ÉCRITE

K. Millar	Pipelines Enbridge Inc.
-----------	-------------------------

Chapitre 1

Dispositif

L'Office national de l'énergie (l'Office) a examiné les éléments de preuve et les arguments présentés par tous les participants à l'instance OH-002-2013. Dans les chapitres qui suivent, il expose son opinion et ses conclusions sur les questions visées par les autorisations demandées; elles constituent ses Motifs de décision OH-002-2013 relativement à la demande de Pipeline Enbridge Inc. (Enbridge) visant l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (le projet).

Dans le cadre de cette instance, Enbridge a sollicité une ordonnance aux termes de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en vue de l'inversion du tronçon de la canalisation 9, appelé « canalisation 9B », entre North Westover, en Ontario, et Montréal, au Québec, et de l'accroissement de la capacité sur toute la longueur de la canalisation 9, de Sarnia, en Ontario, à Montréal, au Québec. Enbridge a aussi demandé une révision, aux termes de la partie IV de la Loi, des règles et règlements tarifaires visant la canalisation 9, afin de permettre le transport de brut lourd. La société a enfin demandé d'être soustraite à certaines exigences visant le dépôt de documents contenues dans le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (RNCO) et le *Guide de dépôt* de l'Office. Voilà en quoi consiste le projet qui a été soumis à l'examen de l'Office.

Le 27 juillet 2012, l'Office a approuvé l'inversion du sens d'écoulement d'un tronçon de la canalisation 9, pour qu'il s'effectue d'ouest en est entre Sarnia et North Westover, en Ontario¹. Depuis 1999, le pétrole s'écoule en direction ouest dans la canalisation 9B. L'inversion demandée pour l'ensemble de la canalisation 9 afin que le pétrole s'écoule d'ouest en est rétablirait le sens d'écoulement d'origine approuvé par l'Office en 1975 et le sens d'écoulement qui a été celui de la canalisation 9 pendant 23 ans, de 1976 à 1999.

Processus adopté par l'Office

Toute décision de l'Office repose sur les faits qui sont établis à sa satisfaction pendant le processus d'audience, lequel est conforme aux principes de la justice naturelle.

L'Office fait observer que la canalisation 9 d'Enbridge est soumise à sa surveillance et qu'elle doit satisfaire aux exigences de conformité prévues par la loi depuis qu'elle a été autorisée en 1975. Les effets environnementaux potentiels des installations de la canalisation 9, actuellement en exploitation, font l'objet d'activités continues de vérification de la conformité et d'application de la réglementation que mène l'Office, en particulier les volets ayant trait à l'ingénierie, à l'intégrité du pipeline, à l'intervention d'urgence et à l'environnement qui relèvent de la compétence de l'Office. Les activités continues de vérification de la conformité menées par

1 OH-005-2011 - Lettre de décision de l'Office relativement à la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 de Pipelines Enbridge Inc.

l'Office servent à favoriser une exploitation sans danger au moyen d'audits, d'inspections et de contrôles constants de la société et à imposer la prise de mesures correctives au besoin. L'Office signale en outre que le système de gestion des effets éventuels des accidents et défaillances sur l'environnement fait présentement partie du programme de gestion des situations d'urgence et du programme de protection environnementale d'Enbridge, conformément aux articles 32 et 48 respectivement du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (RPT).

En tout, 178 demandes de participation à l'instance ont été présentées à l'Office et 171 participants ont été autorisés à exposer leur point de vue sur le projet. Ces participants ont surtout soulevé des préoccupations sur la sécurité et l'intégrité de la canalisation et sur les incidences environnementales d'un éventuel déversement causé par la canalisation 9. Certains ont exprimé des craintes qui touchaient des éléments ne relevant pas du mandat de l'Office, comme la mise en valeur des sables bitumineux, la politique énergétique, les gaz à effet de serre en amont et ceux découlant de l'utilisation finale du pétrole brut.

L'Office a constaté tout au long de l'instance, que de nombreux arguments étaient influencés par le contexte social qui prévalait au moment de l'examen de la demande concernant le projet. L'Office est attentif au fait que les projets de son ressort suscitent une plus grande prise de conscience et davantage de préoccupations, ce qui est le cas du projet visé par la présente instance, qui prévoit la modification et l'exploitation continue d'un pipeline qui traverse de grandes agglomérations, des collectivités rurales et des zones écologiques fragiles. Bien que les chapitres qui suivent portent sur des questions précises, le présent chapitre situe le contexte social général dans lequel les participants ont exprimé leurs préoccupations.

Malgré la présence de longue date de la canalisation 9 en Ontario et au Québec, l'instance a suscité, localement, une prise de conscience de cette canalisation qui est déjà en exploitation et assujettie à la réglementation de l'Office. Le chapitre 2 des présents Motifs trace l'historique des installations.

À cette prise de conscience se sont ajoutés des événements majeurs, tels que le déraillement de train à Lac-Mégantic, au Québec, en juillet 2013 et la rupture de la canalisation 6B d'Enbridge Energy, Limited Partnership à Marshall, au Michigan, en juillet 2010 (incident de Marshall), événements qui ont souvent été évoqués durant l'instance. Certaines présentations, fondées sur les préoccupations causées par ces événements, ont porté sur la sécurité des pipelines en général et dépassé le cadre de l'examen du projet.

À la suite de l'incident de Lac-Mégantic, des participants ont fait ressortir la nécessité qu'Enbridge établisse des mécanismes de consultation et de communication avec les collectivités touchées qui sont transparents, authentiques, réguliers, structurés, collaboratifs et uniformes. Ce point de vue a été principalement soutenu par les municipalités, dans le contexte des plans d'intervention d'urgence. Les chapitres 3 et 5 des présents Motifs traitent de ces questions.

En ce qui concerne l'incident de Marshall, où des volumes considérables de pétrole ont été déversés dans la rivière Kalamazoo, au Michigan, à la suite d'une rupture de la canalisation, les participants ont insisté sur l'importance d'obtenir des garanties que les cours d'eau, en particulier ceux servant à l'approvisionnement en eau potable, soient sécuritaires et protégés des risques de

déversement. De manière plus générale, la nécessité de redoubler de précautions à l'égard des zones écologiques fragiles a été soulignée. Les chapitres 5 et 6 des présents Motifs traitent de ces questions.

Puisque le tracé de la canalisation 9B traverse certaines des zones les plus densément peuplées du Canada, les préoccupations soulevées et exacerbées par ces deux incidents ont, de façon bien compréhensible, été mises en évidence dans de nombreux mémoires déposés devant l'Office. Outre les références à ces accidents, les participants se sont dit préoccupés par les effets potentiels que pourrait avoir une fuite ou une rupture du pipeline à proximité de cours d'eau et de sources d'eau potable. À ce sujet, l'Office a entendu les préoccupations liées à l'emplacement actuel et potentiel des vannes le long de la canalisation 9 comme moyen de limiter le volume d'un déversement éventuel et les effets potentiels d'un tel événement.

Pour exécuter son mandat, l'Office évalue la contribution d'un projet au bien public général, en estime les inconvénients éventuels, en soupèse les diverses conséquences et rend une décision déterminée par l'intérêt public. La partie III de la Loi oblige l'Office à prendre en considération toutes les composantes économiques, environnementales et sociales du projet avant de rendre une décision établissant si un projet est dans l'intérêt public ou non.

En vertu de la partie IV de la Loi, il doit juger si les droits applicables seraient justes et raisonnables et si la méthode de conception risque de se traduire par une distinction injuste relativement aux droits, au service ou aux installations. Quand il s'agit d'un oléoduc, l'Office doit conclure que la société exploitant le pipeline recevrait, transporterait et livrerait tout le pétrole qui lui est offert pour transport en application de ses obligations de transporteur public énoncées à l'article 71 de la Loi. Le *Guide de dépôt*² de l'Office précise d'autres renseignements dont l'Office doit tenir compte lorsqu'il examine une demande.

Décision de l'Office

Après avoir examiné et soupesé tous les éléments de preuve devant lui, l'Office a approuvé le projet, sous réserve des conditions et instructions énoncées dans les ordonnances ci-jointes ou dans les présents Motifs de décision, afin de résoudre des préoccupations importantes. Ces conditions et instructions permettent pour la plupart de donner suite aux préoccupations liées à la composante d'accroissement de la capacité du projet. Dans l'ensemble, l'Office était moins préoccupé par la composante de la demande visant l'inversion de la canalisation 9 ou celle touchant la révision des règles et règlements tarifaires. L'Office n'a pas accédé à la demande d'Enbridge d'être soustraite à l'exigence de présenter une demande d'autorisation pour la mise en service de la canalisation, comme l'exige l'article 47 de la Loi. Par conséquent, Enbridge devra présenter une demande distincte en ce sens. En outre, l'Office a imposé un certain nombre de conditions et exigences auxquelles Enbridge devra satisfaire avant de présenter cette demande.

2 Le Guide de dépôt de l'Office (ISSN 1718-4738) est disponible à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

Parce qu'il prend au sérieux les engagements des demandeurs, l'Office a, tout au long de ses délibérations, soigneusement étudié les engagements pris par Enbridge pendant l'instance et a décidé de rattacher les **conditions 2, 3 et 5** à l'ordonnance en vertu de la partie III de la Loi XO-E101-003-2014. Ces conditions exigent qu'Enbridge respecte tous les engagements pris pendant l'instance et établisse un tableau de suivi de ceux-ci. L'Office a tenu compte de ces engagements dans sa décision relative au projet et y a eu recours quant à certains éléments pour lesquels il aurait autrement imposé une condition.

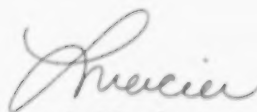
Conclusion

Après avoir examiné la demande, l'Office a délivré les ordonnances ayant pour effet d'approuver le projet, sous réserve des conditions et exigences établies par lui et énoncées dans les ordonnances et les présents Motifs de décision. Le lecteur est prié de prendre connaissance des ordonnances connexes qui renferment les particularités du projet et des approbations.

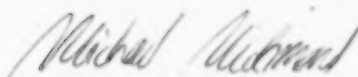
Conformément à l'article 58 de la Loi, l'Office a rendu l'ordonnance XO-E101-003-2014 (ordonnance en vertu de la partie III) qui soustrait Enbridge à l'application des articles 31 et 33 de la Loi. L'Office n'exempte toutefois pas Enbridge des exigences de l'alinéa 30(1)*b*) et de l'article 47 de la Loi. En conséquence, Enbridge est tenue de présenter une demande en vue d'obtenir l'autorisation de mettre le projet en service.

Conformément aux dispositions de la partie IV de la Loi, l'Office a aussi rendu l'ordonnance TO-002-2014 ayant pour effet d'approuver les règles et règlements tarifaires révisés visant la canalisation 9. L'Office a également accepté de soustraire le demandeur à certaines des exigences de dépôt prévues au RNCO et à la rubrique BB du *Guide de dépôt*, sous réserve de certaines conditions.

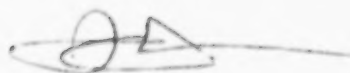
L'Office estime qu'il est dans l'intérêt public d'approuver le projet et que cette approbation est conforme aux exigences des parties III et IV de la Loi. Les conditions que l'Office a rattachées à l'approbation de la demande d'Enbridge renforceront les mesures actuelles et futures liées à l'intégrité et à la sécurité du pipeline ainsi qu'à la protection de l'environnement auxquelles la canalisation 9 est déjà soumise. La décision de l'Office donne à Enbridge la possibilité de réagir aux forces du marché et procure des avantages à la population canadienne. Elle permet également la mise en œuvre du projet d'une manière sécuritaire et écologique. Il incombe désormais à Enbridge de respecter ses engagements et de satisfaire aux exigences de l'Office.



L. Mercier
Membre présidant l'audience



M. Richmond
Membre



J. Gauthier
Membre

Calgary (Alberta)
Mars 2014

Chapitre 2

Introduction

2.1 Contexte

2.1.1 Mandat de l'Office et surveillance réglementaire

Au cours de l'audience, l'Office a été saisi de divers commentaires concernant son mandat et le rôle qu'il est appelé à jouer au chapitre de la sécurité des pipelines et de l'évaluation environnementale de projets.

L'Office est un organisme fédéral indépendant, mis sur pied en 1959, qui rend compte au Parlement par l'intermédiaire du ministre des Ressources naturelles. Il a un pouvoir quasi judiciaire et possède les mêmes droits et privilèges qu'une cour supérieure. Ses décisions sont exécutoires en droit.

La principale fonction de l'Office est de réglementer la construction et l'exploitation des oléoducs et des gazoducs interprovinciaux et internationaux, des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées. L'Office exerce aussi un pouvoir de réglementation sur les droits et les tarifs des pipelines relevant de sa compétence. En ce qui a trait aux divers produits énergétiques, il réglemente les exportations de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité ainsi que les importations de gaz naturel. Dans le cadre de ses fonctions consultatives, il publie des analyses périodiques pour renseigner la population canadienne sur les perspectives énergétiques, ainsi que les événements et les enjeux susceptibles d'influer sur les marchés canadiens de l'énergie. De plus, l'Office réglemente l'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel dans les régions pionnières et les zones extracôtières qui ne sont pas assujetties à des ententes de gestion provinciales ou fédérales. L'Office exerce une surveillance réglementaire sur un réseau de pipelines de plus de 71 000 km qui sillonne le Canada et sur quelque 1 400 km de lignes internationales de transport d'électricité. L'Office n'a pas compétence sur la mise en valeur et la production d'énergie à l'intérieur d'une province, comme les sables bitumineux en Alberta.

L'Office a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, dans le cadre du mandat que lui a conféré le Parlement. Les priorités de l'Office consistent à garantir la sécurité de la population canadienne et des travailleurs qui construisent et exploitent les installations pipelinières de son ressort, ainsi qu'à protéger l'environnement. Au moyen d'un programme rigoureux de surveillance de la conformité et de mise en application, il tient les sociétés réglementées responsables des résultats obtenus, dans l'intérêt public.

L'Office énonce clairement ses attentes au chapitre de l'exploitation des pipelines dans les règlements qu'il applique, dont le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (RPT), et les notes d'orientation s'y rattachant. Il œuvre de concert avec l'Association

canadienne de normalisation (CSA) afin d'élaborer des règlements et des normes techniques en matière de sécurité qui s'appliquent à tous les pipelines de réglementation fédérale.

Depuis sa mise sur pied en 1959, l'Office a toujours tenu compte de l'environnement dans ses décisions réglementaires. Ses responsabilités dans ce domaine consistent à garantir la protection de l'environnement pendant la planification, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des installations de son ressort. L'Office assume le mandat de veiller à la protection de l'environnement en tant que facette de l'intérêt public et il effectue des évaluations environnementales quand il juge qu'une demande l'exige.

L'Office a un effectif de spécialistes en environnement, en socioéconomie, en questions foncières et en participation qui sont intégrés à diverses équipes au sein de l'organisation. Ces personnes réalisent des évaluations environnementales et socioéconomiques, des inspections environnementales et des audits des systèmes de gestion de l'environnement et s'occupent de l'administration des terres et du règlement des plaintes des propriétaires fonciers. Pour rendre une décision sur une demande, et selon la nature de cette dernière, l'Office peut examiner des préoccupations environnementales liées à la pollution de l'air, du sol et de l'eau, à la perturbation des ressources renouvelables et non renouvelables, à l'intégrité des habitats naturels, aux contraintes du point de vue de l'utilisation des terres et des ressources, ainsi qu'à la protection des droits des propriétaires fonciers.

L'Office dispose également d'une équipe de spécialistes en génie, en gestion des urgences, en sécurité et en sûreté qui ont pour tâche d'assurer que l'infrastructure énergétique réglementée demeure sûre et sécuritaire. À cette fin, ces spécialistes mènent des analyses techniques et des évaluations de l'intégrité, effectuent des inspections touchant l'exploitation et la sécurité, font des audits des systèmes de gestion des situations d'urgence, effectuent des enquêtes visant l'ensemble d'un réseau ou un projet en particulier et, enfin, participent à la résolution des plaintes. Pour seconder l'Office dans l'exécution de son mandat, les spécialistes soutiennent les quatre piliers stratégiques que sont la sécurité des travailleurs, la prévention des dommages, l'intégrité des installations, ainsi que la protection civile et l'intervention.

Quand un projet est approuvé, l'Office attend de la société qu'elle garantisse la protection de l'environnement de même que la santé et la sécurité du public. L'Office confirme que ces exigences sont satisfaites au moyen d'audits et d'inspections portant sur les activités de construction, sur les méthodes d'entretien et de surveillance que la société met en œuvre pendant l'exploitation du pipeline, ainsi que sur les procédures relatives à la cessation d'exploitation de l'installation. L'Office met en application les exigences réglementaires de façon à inciter les sociétés à la conformité, à dissuader les comportements non conformes et à prévenir les dommages. À cette fin, il a recours aux outils les plus appropriés parmi les suivants :

- les audits et inspections portant sur les activités des sociétés;
- les ordonnances rendues par les inspecteurs;
- les ordonnances (visant des problèmes de sécurité ou de protection de l'environnement);
- des lettres ou des directives (concernant la sécurité ou la protection de l'environnement);
- des plans de mesures en vue de corriger les problèmes susmentionnés.

Le *Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires (Office national de l'énergie)* est en vigueur depuis peu. En vertu de celui-ci, l'Office peut imposer des sanctions financières aux sociétés, aux tiers entrepreneurs et aux personnes qui contreviennent aux lois régissant la sécurité et la protection de l'environnement dont la mise en application relève de l'Office.

La surveillance de la conformité permet d'assurer l'application des lois et des règlements, favorise l'amélioration continue et procure une meilleure compréhension des systèmes et des méthodes des sociétés réglementées. Elle peut être centrée sur les engagements pris à l'étape de l'examen de la demande et intégrés dans les conditions d'approbation, ainsi que sur leur mise en œuvre pendant l'exploitation du projet. De plus, l'Office examine périodiquement les manuels et les rapports des sociétés réglementées, dont ceux ayant trait à la protection de l'environnement. Il fait enquête pour vérifier la conformité aux exigences en cas de plainte, de signalement d'activités à haut risque ou d'incidents.

Pour faciliter à tous les Canadiens l'accès aux renseignements sur la sécurité et sur l'environnement, l'Office, en septembre 2011, a pris l'initiative d'afficher sur son site Web l'information concernant ses activités de surveillance de la conformité et de mise en application afin de fournir tous les renseignements pertinents sur les mesures prises à cet égard, d'une manière claire et accessible (sous réserve des impératifs de sécurité et de confidentialité)³.

L'Office exige des sociétés pipelinières qu'elles prévoient, préviennent, gèrent et atténuent les conditions potentiellement dangereuses mettant en cause leurs pipelines. Tous les incidents peuvent être évités, et l'Office s'attend à ce que les sociétés qu'il réglemente aient comme objectif zéro incident. Aux yeux de l'Office, tout rejet de produit est inacceptable. Lorsqu'une infraction ou une situation dangereuse est repérée, l'Office s'attend à ce que le problème soit corrigé sans délai et à ce que les causes fondamentales en soient évaluées afin que cela ne se reproduise plus. Si l'infraction ou la situation n'est pas corrigée, il peut infliger une sanction, par exemple la suspension des activités. À la suite d'un incident, l'Office vérifie si les opérations menées par la société pour nettoyer et atténuer les éventuels effets environnementaux sont suffisantes et adéquates.

Toutes les sociétés réglementées, telle Enbridge, doivent tenir à jour un manuel des mesures d'urgence décrivant le plan de gestion des urgences à suivre en cas d'incident. Les mesures détaillées dans le plan doivent englober la gestion des urgences, la protection de l'environnement et la sécurité des travailleurs et du public. Pour chaque pipeline en service, comme la canalisation 9, un tel plan de gestion des urgences doit être versé aux dossiers de l'Office et du Bureau de la sécurité des transports du Canada et mis à jour périodiquement. Les sociétés sont tenues de signaler tout incident au Bureau de la sécurité des transports du Canada et à l'Office et d'appliquer leur plan d'intervention d'urgence.

La pierre angulaire de la prévention des incidents réside dans l'instauration d'une solide culture de sécurité. L'Office est persuadé qu'une gestion proactive de la sécurité et l'instauration d'une

3 L'Office a l'obligation de garder secrets les renseignements et les documents protégés aux termes des lois et des politiques en vigueur touchant la sécurité. Les lois et politiques pertinentes comprennent notamment la Loi sur l'Office national de l'énergie (articles 16.1 et 16.2), les normes concernant l'organisation et l'administration de la sécurité, la Loi sur la protection des renseignements personnels et la Loi sur l'accès à l'information.

culture axée sur la sécurité réduiront le nombre d'incidents entraînant des décès et des blessures, les conséquences sur l'environnement et les dommages causés à la propriété. Il existe vraiment une culture de sécurité dans une entreprise quand tout le monde y croit, en parle, en fait la promotion et l'intègre à sa vie.

L'Office exige des sociétés réglementées qu'elles élaborent et mettent en œuvre des systèmes de gestion conformes au RPT, qui exposent des lignes de conduite, des méthodes et des processus liés à la gestion de la sécurité des personnes et à la protection de l'environnement. Un système de gestion comprend des processus pour :

- élaborer des politiques et fixer des objectifs de rendement pour les sociétés réglementées;
- cerner les dangers et évaluer les risques de manière proactive, et déterminer les mesures d'atténuation;
- attribuer des responsabilités précises et définir les obligations de reddition de compte;
- pouvoir compter sur du personnel formé et compétent;
- gérer les documents, la production de rapports, l'évaluation et l'amélioration continue.

Ce faisant, les sociétés réglementées doivent repérer les sources de problèmes éventuels, ériger des systèmes qui comportent des mesures pour prévenir ces situations, puis évaluer l'efficacité des systèmes pour continuer de les améliorer. Des systèmes de gestion efficaces fournissent des assises solides pour bâtir une culture de sécurité omniprésente, sans cesse renforcée par la direction de l'organisation, rigoureusement documentée par écrit, connue de tous les employés qui jouent un rôle dans la sécurité et la protection de l'environnement, et mise en œuvre de façon uniforme sur le terrain.

Le lecteur trouvera plus d'information sur l'Office et son mandat à l'adresse www.neb-one.gc.ca. Le *Guide de dépôt* de l'Office (également accessible au www.neb-one.gc.ca) fournit un complément d'information sur les éléments dont l'Office tient compte dans l'évaluation d'une demande.

2.1.2 Historique de la canalisation 9

À la suite de l'embargo pétrolier imposé par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en 1973, le gouvernement du Canada s'est inquiété de la vulnérabilité des raffineries de pétrole de l'Est du Canada. Les raffineries montréalaises dépendaient alors du pétrole brut d'outre-mer qui était livré directement par pétrolier ou via le réseau pipelinier Portland-Montréal. À l'époque, les réseaux d'oléoducs en place au Canada n'étaient pas en mesure d'expédier le pétrole brut directement aux raffineries de l'Est; il devait soit transiter jusqu'à Vancouver, en Colombie-Britannique, par le réseau de Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Trans Mountain) et être chargé à bord de pétroliers qui passaient par le canal de Panama, soit, selon la saison, être transporté par pétrolier des ports de l'Ontario à Montréal en empruntant la voie maritime du Saint-Laurent.

C'est alors que Pipeline Interprovincial Inc. (IPL), dont le réseau s'étendait à ce moment-là d'Edmonton, en Alberta, à Toronto, en Ontario, a été pressentie pour qu'elle prolonge son réseau de façon à desservir les raffineries de Montréal et à permettre aux raffineurs de Québec et de

l'Atlantique, si les circonstances le justifiaient, d'utiliser les installations portuaires existantes de Montréal pour charger le pétrole brut canadien sur des pétroliers et le livrer plus loin à l'est. Le 8 avril 1975, le gouvernement du Canada a conclu une entente avec IPL suivant laquelle cette dernière allait prolonger son réseau de Sarnia à Montréal (le prolongement Montréal) afin d'acheminer le pétrole brut de l'Ouest aux raffineries de l'Est. Aux termes de l'entente, le gouvernement du Canada garantissait de couvrir toute perte financière éventuellement entraînée par de faibles débits. L'entente avait une durée de 20 ans, à compter de la date à laquelle l'Office avait autorisé la mise en service du prolongement. Le prolongement Montréal, aujourd'hui connu sous le nom de canalisation 9, est entré en service le 4 juin 1976 et avait une capacité de débit d'un peu plus de 50 000 mètres cubes par jour (m^3/j), ou 315 000 barils par jour (b/j).

Le 25 février 1977, le gouvernement du Canada et IPL ont conclu une entente supplémentaire qui accordait au gouvernement l'option d'acheter la canalisation 9. Le 4 juin 1996, IPL a fait savoir qu'elle avait ratifié une nouvelle entente avec le gouvernement du Canada aux termes de laquelle IPL demeurait propriétaire-exploitante de la canalisation 9, et le gouvernement du Canada était dégagé de tous ses droits et obligations découlant des ententes antérieures.

Le 1^{er} mai 1997, IPL a demandé à l'Office l'autorisation d'inverser le sens d'écoulement de la canalisation 9 de manière à ce que le pétrole brut circule d'est en ouest, soit de Montréal vers les grands centres de raffinage de l'Ontario. La canalisation 9 inversée aurait une capacité de 38 160 m^3/j (240 000 b/j). À la suite de l'instance OH-02-97 de l'Office, et conformément à l'ordonnance XO-J1-34-97, le flux de la canalisation 9 a été inversé en 1999 de sorte que le pétrole soit acheminé en direction ouest.

À titre de propriétaire-exploitante actuelle de la canalisation 9, Enbridge a fait une demande à l'Office, le 8 août 2011, en vue d'inverser en direction est le sens d'écoulement d'un tronçon d'environ 194 km de la canalisation 9 reliant le terminal de Sarnia à la station de North Westover, en Ontario, afin de répondre à une demande de la raffinerie de Nanticoke de L'Impériale, située près de North Westover (première étape du projet d'inversion de la canalisation 9). Dans le cadre de l'audience OH-005-2011, l'Office, le 27 juillet 2012, a approuvé la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 (qui rétablissait le sens d'écoulement vers l'est) suivant l'ordonnance XO-E101-010-2012. La première étape du projet est terminée et le tronçon inversé est entré en service le 1^{er} août 2013.

À l'heure actuelle, la canalisation 9 achemine le pétrole brut à North Westover dans les deux directions, est et ouest : elle reçoit les livraisons de pétrole au terminal de Montréal et au terminal de Sarnia et les transporte jusqu'à la raffinerie de Nanticoke de L'Impériale.

2.2 Aperçu de la demande et de son évaluation par l'Office

Le 29 novembre 2012, Enbridge a déposé sa demande détaillant son projet d'inverser le tronçon de 639 km de la canalisation 9 reliant North Westover, en Ontario, à Montréal, au Québec (la canalisation 9B) et d'accroître la capacité annuelle de la canalisation 9 dans son ensemble, qui passerait de 240 000 b/j à quelque 300 000 b/j avec l'ajout d'un agent réducteur de frottement, tout en conservant une capacité théorique maximale de 333 333 b/j; cette partie de la demande tombait sous le coup de l'article 58 (partie III) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi). Dans le cadre de la demande, Enbridge a aussi sollicité la révision des règles et règlements

tarifaires de la canalisation 9 afin de permettre le transport de brut lourd, requête qui relève de la partie IV de la Loi. De plus, Enbridge a demandé que le projet soit soustrait à l'application de l'alinéa 30(1)*b*) et des articles 31, 33 et 47 de la Loi, de même qu'aux exigences de l'alinéa 5(1)*c*) du *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* et de la rubrique BB du *Guide de dépôt* de l'Office.

Le projet est défini comme suit : les ajouts et modifications requis, ainsi que les changements nécessaires en résultant du point de vue des procédures à suivre ou des engagements à prendre, en vue d'inverser le sens d'écoulement du pétrole brut dans la canalisation 9B, qui est un tronçon de la canalisation 9 déjà en service, et d'accroître la capacité annuelle de la canalisation, ainsi que la révision des règles et règlements tarifaires de la canalisation 9 afin de permettre le transport de brut lourd⁴. Ces ajouts et modifications ont trait aux pompes, à la tuyauterie et aux vannes du pipeline, aux sas d'arrivée des racleurs, aux densitomètres, aux pompes d'injection d'additif réducteur de frottement et au périmètre au sol de bâtiments aux six emplacements du projet : le terminal de Samia, la station de North Westover, la station de Hilton, la station de Cardinal, la station de Terrebonne et le terminal de Montréal.

Les activités concrètes associées aux ajouts et modifications sont la construction, l'exploitation, l'entretien et les changements prévisibles, et la remise en état des lieux, ainsi que les ouvrages décrits plus en détail dans la demande. Au cours de l'audience, l'Office a aussi examiné l'intégrité du pipeline en place entre les six sites du projet, dans l'optique de la modification du sens d'écoulement, de l'accroissement de la capacité annuelle et du transport de pétrole brut lourd. Enbridge a expliqué que les modifications proposées dans la demande supposent une augmentation légère du risque de défaillance, par rapport à l'exploitation actuelle de l'oléoduc. L'Office a évalué les effets additionnels possibles associés à l'augmentation du risque de défaillance, notamment en cas de survenue d'une défaillance, au regard des conditions de référence représentées par l'exploitation actuelle de la canalisation 9. Tel qu'il est exposé dans la demande, les pressions de service de la canalisation 9 ne dépasseraient pas celles qui ont été approuvées antérieurement (autorisation de mise en service datée du 5 mars 1999 [dossier n° 3400-E101-86]).

Enbridge a indiqué dans la demande que les travaux de construction se dérouleraient sur des terrains perturbés antérieurement et à des endroits où Enbridge possède déjà des installations et des baux de surface. Au terminal de Montréal, il faudrait ménager des aires de travail temporaires hors des limites de la propriété d'Enbridge. Aucune autre perturbation du sol n'est prévue le long de l'emprise elle-même. La figure 2-1 fournit une vue d'ensemble des installations proposées et du tracé actuel du pipeline.

Étant donné la nature de la demande, l'Office n'a pas fait un examen ou une vérification en profondeur des activités courantes et permanentes d'exploitation et d'entretien le long de la canalisation 9, du programme de gestion de l'intégrité actuel d'Enbridge ou des systèmes en place de gestion environnementale et d'intervention en cas d'urgence. Ces aspects, parmi d'autres, sont examinés au cours des activités périodiques de vérification et de surveillance de la conformité menées par l'Office. Cependant, l'Office a tenu compte de ces éléments si

4 Pour obtenir une description complète du projet, le lecteur est prié de se reporter à l'ordonnance d'audience OII-002-2013 ou à la demande d'Enbridge.

l'augmentation du risque de défaillance, ou les effets additionnels possibles d'une défaillance, représentaient des facteurs pertinents. L'avis des participants sur l'état de la canalisation 9 existante ont servi de contexte pour évaluer ces changements. Lorsqu'il l'a jugé indiqué, l'Office a incorporé des conditions dans l'ordonnance XO-E101-003-2014 pour tenir compte de l'augmentation connexe des risques. Il convient de souligner que, indépendamment de la demande, Enbridge met en œuvre ses méthodes courantes de gestion de l'environnement et de l'intégrité sur toute la longueur de la canalisation 9 et dans les installations s'y rattachant, et qu'elle serait tenue de continuer à le faire. Cela comprend la surveillance et l'actualisation des pratiques en fonction des conditions environnementales courantes, les travaux requis d'entretien et de réparation (y compris la perturbation du sol) et des patrouilles aériennes et terrestres le long de la canalisation.

Figure 2-1 – Carte représentant l'emplacement du projet



2.3 Audience OH-002-2013

2.3.1 Ordonnance d'audience et processus d'audience

Le processus d'audience publique occupe une place importante dans la démarche de l'Office, car il lui fournit les éléments d'information nécessaires pour rendre des décisions qui sont conformes

à l'intérêt public canadien. Les participants à l'audience ont l'occasion d'exprimer leur avis sur le projet envisagé. Le processus est soumis aux *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995)*, qu'il est possible de consulter sur le site de l'Office (www.neb-one.gc.ca), ainsi qu'aux directives procédurales émises par l'Office. L'audience publique vise à permettre à l'Office de recueillir et d'examiner des renseignements pertinents et directement liés au projet à l'étude. Pour faciliter la participation des personnes intéressées, l'Office affecte un conseiller en processus à chaque audience publique, afin qu'il réponde aux questions concernant les processus.

En outre, l'Office doit répondre devant les tribunaux du respect des principes de justice naturelle. Ces principes, élaborés par les tribunaux au fil des siècles, s'appliquent aux organismes publics qui sont appelés à rendre des décisions qui touchent les droits, privilèges ou intérêts de personnes, par opposition à des décisions qui sont purement de caractère législatif. En conséquence, l'Office est tenu en droit d'adhérer à ces principes dans l'exercice de son pouvoir de décision.

Le 11 octobre 2012, l'Office a reçu un dossier préalable à la demande au sujet de l'inversion de la canalisation 9B. La demande proprement dite a été déposée le 29 novembre 2012.

Le 19 décembre 2012, l'Office a déterminé que la demande était assez complète pour qu'il puisse procéder à son évaluation. Le 19 février 2013, il a rendu l'ordonnance d'audience OH-002-2013 qui fixait la marche à suivre pour l'examen de la demande, soit une audience comportant le dépôt d'une preuve écrite et une plaidoirie finale orale.

L'ordonnance d'audience comprenait la liste des questions que l'Office se proposait d'aborder au cours de l'évaluation de la demande. Cette dernière a été révisée à l'issue d'une période de consultation publique et la liste définitive a été diffusée le 4 avril 2013, en même temps que la mise à jour procédurale n° 1. La liste des questions définitive figure à l'annexe I des présents Motifs de décision. L'Office a tenu compte de toutes les observations reçues dans le courant de l'instance dans la mesure où elles se rapportaient à la liste des questions.

Pour faciliter la participation des personnes intéressées, l'Office a tenu sept séances d'information sur le processus d'audience OH-002-2013. Tous les membres du public étaient invités à y assister. Les premières séances se sont déroulées du 19 au 21 février 2013, en anglais et en français, à Hamilton, Toronto et Montréal. Des membres du public ont demandé des séances supplémentaires, lesquelles ont eu lieu du 3 au 9 avril 2013 à Kingston, Rigaud, Ajax et Longueuil. Les séances avaient pour but de fournir au public une idée générale du processus d'audience de l'Office et des façons dont chacun pouvait y participer. Des membres du personnel de l'Office se tenaient à la disposition des participants pour fournir de l'information sur les fonctions de l'Office touchant la promotion de la sécurité et de la protection de l'environnement, ainsi que pour répondre aux questions au sujet du Programme d'aide financière aux participants administré par l'Office.

D'autres rencontres ont eu lieu dans le cadre du Programme de participation accrue des Autochtones de l'Office; celles-ci sont décrites en détail au chapitre 7 des présents Motifs.

Le 4 avril 2013, l'Office a diffusé un formulaire de demande de participation lié au projet, sur lequel les personnes intéressées à participer devaient expliquer en quoi elles étaient directement touchées par le projet envisagé, ou possédaient des renseignements pertinents ou des connaissances spécialisées. Les personnes intéressées devaient indiquer sur leur formulaire si elles souhaitaient participer à titre d'intervenant ou simplement présenter une lettre de commentaires. Le formulaire dûment rempli devait parvenir à l'Office au plus tard le 19 avril 2013.

Le 22 mai 2013, l'Office a diffusé la mise à jour procédurale n° 2 qui dressait la liste des parties (comprenant Enbridge et les intervenants) et la liste des auteurs d'une lettre de commentaires. Les parties et les auteurs d'une lettre de commentaires sont désignés collectivement les participants. Dans ses décisions n°s 3 et 22, l'Office a offert à d'autres personnes intéressées la possibilité de devenir des participants à l'audience.

L'Office a reçu des demandes de participation de la part de 178 personnes intéressées. De ce nombre, 171 personnes ont eu l'occasion d'exposer leur point de vue : 160 personnes ont vu leur demande acceptée telle qu'elle avait été déposée et onze personnes qui avaient sollicité le statut d'intervenant ont été invitées à présenter plutôt une lettre de commentaires. Sept personnes n'ont obtenu aucun statut à l'audience. Au bout du compte, l'instance OH-002-2013 comptait 60 intervenants et 111 auteurs d'une lettre de commentaires.

La mise à jour procédurale n° 2 comprenait une fiche d'information qui exposait le mandat et les attributions de l'Office suivant la Loi, de même que les aspects dont l'Office tient compte lorsqu'il exerce son pouvoir de décision en vertu de cette Loi, dans l'intérêt public canadien.

Le 16 août 2013, l'Office a publié la mise à jour procédurale n° 3 indiquant qu'il convoquerait la plaidoirie finale orale le 8 octobre 2013. Le 30 septembre 2013, il a diffusé la mise à jour procédurale n° 4, qui renseignait les parties sur l'ordre de comparution des participants et les conditions d'approbation possibles du projet, et renfermait une liste à jour des pièces. Les plaidoiries finales orales ont été prononcées à Montréal, au Québec, du 8 au 11 octobre 2013, et à Toronto, en Ontario, du 16 au 18 octobre.

Des 60 intervenants, 45 ont déposé une preuve écrite dans le cadre de l'instance. Enbridge et 40 intervenants ont présenté une plaidoirie finale orale et 11 intervenants ont déposé une plaidoirie finale écrite. En outre, l'Office a reçu 76 lettres de commentaires.

L'Office prend de nombreux moyens pour favoriser une participation efficace du public, mais il constate que, en définitive, la qualité de la participation dépend de chacun. Bon nombre d'intervenants ont profité de l'occasion pour faire des demandes de renseignements pertinentes et utiles et ont mis beaucoup d'effort dans la préparation des mémoires produits en preuve et de leur plaidoirie finale.

Au cours du volet oral de l'audience, les séances tenues à Montréal et à Toronto étaient ouvertes au grand public, et diffusées en direct par l'intermédiaire du site Web de l'Office. À la plupart des dates, les audiences ont accueilli une foule nombreuse, composée non seulement des participants, mais aussi de membres intéressés du public. Comme il l'a souligné dans la mise à

jour procédurale n° 4, l'Office mène depuis toujours ses audiences et les processus qui y sont associés de manière sécuritaire et sous le signe de la courtoisie, du respect et de la civilité. L'Office attend des participants et des autres membres du public qui assistent à ses audiences qu'ils se conduisent avec courtoisie et respect au cours des échanges qui se déroulent à l'instance. Malheureusement, tel n'a pas toujours été le cas.

L'Office prend très au sérieux les circonstances déplorables survenues à Montréal et à Toronto lorsque certaines parties se sont fait interrompre par des personnes qui assistaient à l'audience. Le manque de convenances et le comportement perturbateur dont ces personnes ont fait preuve ont finalement entraîné l'annulation de la dernière journée de plaidoirie orale. Le 25 octobre 2013, conformément à la mise à jour procédurale n° 5, Enbridge a produit une réplique par écrit.

Dans l'ensemble, l'Office a reçu un grand nombre de mémoires de la part des participants et il les remercie pour leur travail et leur participation. Il a pris en considération toutes les observations présentées, et certains des sujets de préoccupation soulevés sont mis en relief dans les diverses parties de la présente décision.

Les documents de réglementation versés au dossier de l'instance OH-002-2013 peuvent être consultés dans le site Web de l'Office à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

L'annexe III renferme un tableau indiquant les requêtes présentées à l'Office au cours de l'instance et les décisions qu'il a rendues à leur égard. Les annexes IV et V présentent les conditions d'approbation énoncées dans les ordonnances XO-E101-003-2014 et TO-002-2014, respectivement. Sauf au chapitre 9, lorsqu'il est fait mention d'une ordonnance dans la présente décision, il s'agit de l'ordonnance XO-E101-003-2014 prise en vertu de la partie III de la Loi.

2.3.2 Aide financière aux participants

L'Office administre le Programme d'aide financière aux participants pour favoriser la participation opportune et efficace des particuliers, groupes autochtones, propriétaires fonciers, organismes constitués en société à but non lucratif hors de l'industrie ou autres groupes d'intérêts qui souhaitent prendre part au processus d'audience orale de l'Office pour des demandes visant des installations.

Le 1^{er} février 2013, l'Office a indiqué qu'il allait octroyer 200 000 \$ dans le cadre du programme d'aide financière aux participants afin d'appuyer la participation des personnes intéressées par le processus d'examen réglementaire du projet. Selon le rapport définitif sur l'octroi de fonds en vertu du programme⁵, un montant total de 299 315 \$ a été accordé pour le projet.

5 Rapport du comité d'examen des demandes d'aide – Allocation des fonds pour la participation à l'audience publique relative au projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 de Pipelines Enbridge Inc., daté du 2 octobre 2013

Les particuliers, groupes autochtones ou associations mentionnés ci-après ont demandé et obtenu une aide financière aux participants :

- Ontario Pipeline Landowners Association)
- Équiterre (coalition)
- Première Nation Aamjiwnaang
- Première Nation des Chippewas de la Thames
- Les Citoyens au Courant
- DurhamCLEAR
- Paul Kuebler
- Première Nation Mississaugas of the New Credit
- Conseil du patronat du Québec
- Algonquin to Adirondacks Collaborative
- Alliance des villes des Grands Lacs et du Saint-Laurent

Chapitre 3

Participation et mobilisation du public

3.1 Attentes de l'Office à l'égard du programme de consultation de la société

Une participation véritable du public facilite la compréhension entre les parties prenantes, améliore les décisions (du fait, par exemple, qu'elle permet de mettre à contribution les connaissances et l'expérience locales, de présenter des points de vue différents ou encore de dégager rapidement les enjeux clés) et reconnaît que les personnes intéressées souhaitent prendre part aux décisions qui les touchent. L'Office estime que la participation du public constitue un élément fondamental à chaque étape du cycle de vie d'un projet, y compris la conception, la construction, l'exploitation, l'entretien et la cessation d'exploitation, pour tenir compte des effets éventuels. Le présent chapitre porte sur le programme de consultation des parties prenantes publiques et gouvernementales mené par Enbridge. Le chapitre 7 explique les activités organisées par Enbridge pour favoriser la participation autochtone.

L'Office oblige les sociétés à exécuter, auprès des personnes ou des groupes susceptibles d'être touchés, un programme de consultation approprié au cadre, à la nature et à l'envergure du projet proposé. Cela peut supposer la mise en place d'un très vaste programme de consultation comme d'un programme très simple consistant, par exemple, à prévenir le seul propriétaire foncier en cause : tout dépend de la nature du projet. Les attentes de l'Office en ce qui a trait au programme de consultation des sociétés sont énoncées au chapitre 3 du *Guide de dépôt*. L'Office s'attend particulièrement à ce que les renseignements suivants soient déposés à l'égard d'un projet :

- les principes et les objectifs du programme de consultation;
- les détails techniques du programme;
- l'issue de la consultation.

3.2 Programme de consultation d'Enbridge

3.2.1 Consultation des propriétaires fonciers, des résidents, des associations et des autres personnes susceptibles d'être touchées

Opinion d'Enbridge

Enbridge a affirmé que sa politique en matière de responsabilité sociale reconnaît la valeur et l'importance de la consultation du public et de la participation des parties prenantes comme élément clé d'une saine pratique d'affaires.

Enbridge a affirmé avoir tenu compte des éléments suivants dans l'élaboration de son plan de consultation :

- il ne serait pas nécessaire d'acquérir de nouveaux droits fonciers permanents pour réaliser le projet;
- à l'exception des quelques aires de travail temporaires nécessaires au terminal de Montréal, tous les travaux se dérouleraient dans les limites de l'emprise et des installations existantes d'Enbridge;
- les travaux de construction nécessaires aux installations existantes d'Enbridge seraient minimes.

Enbridge a mentionné que la majorité des parties prenantes ne se rendront pas compte de l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation, car le pipeline est déjà en place et, de plus, que les inconvénients associés à la construction (bruit, poussière, circulation et perturbations découlant du déplacement d'équipement), le cas échéant, devraient être temporaires et mineurs.

Enbridge a conçu et appliqué un programme de consultation propre au projet afin de faire en sorte que toutes les parties prenantes susceptibles d'être touchées et d'être intéressées soient mises à contribution dès le début et reçoivent des renseignements détaillés sur le projet dans les meilleurs délais. La société a expliqué qu'elle a aussi tenu compte, dans la conception de son programme de consultation, de l'intérêt plus général suscité par la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9. À cette fin, elle a organisé, à compter de mai 2012, une série d'activités de consultation comme des portes ouvertes, des envois généraux et des réunions, une ligne de renseignements téléphoniques, un site Web et un suivi auprès de toutes les parties prenantes touchées. Elle a envoyé des lettres de mise à jour décrivant la portée des modifications nécessaires à l'accroissement de la capacité aux parties prenantes de l'Ontario et du Québec le 25 septembre 2012 et à celles qui se trouvent le long de la canalisation 9A le 2 novembre 2012.

Enbridge a aussi déclaré qu'elle s'est appuyée sur son programme de sensibilisation du public pour concevoir et appliquer son programme de consultation propre au projet. Son programme de sensibilisation du public prévoit des discussions personnelles et directes au moins une fois tous les trois ans avec les propriétaires fonciers et les occupants situés le long de l'emprise existante de son pipeline. Au cours de ces discussions, Enbridge fournit, aux propriétaires ou occupants des terres que traverse un pipeline, des renseignements pertinents sur les aspects suivants, notamment :

- la sécurité et l'intégrité des pipelines;
- les procédures d'intervention d'urgence;
- ses pratiques en matière de protection de l'environnement;
- des renseignements généraux au sujet des aspects juridiques découlant de la présence d'un pipeline sur la propriété d'une personne.

Les propriétaires, les occupants et les membres du public touchés peuvent alors soulever leurs préoccupations ou questions au sujet de l'exploitation du pipeline.

Enbridge a rencontré l'Ontario Pipeline Landowners Association et la Canadian Association of Energy and Pipeline Landowners Associations en mai 2012. Les membres de ces organismes ont abordé des questions historiques, réglementaires et foncières qui les préoccupaient, mais qui n'avaient pas trait spécifiquement au projet. Enbridge a en outre rencontré l'Union des producteurs agricoles en novembre 2012 et les participants ont abordé au cours de la réunion les fouilles de vérification de l'intégrité, les conventions de servitude et les portes ouvertes portant sur le projet.

Enbridge a organisé des portes ouvertes dans des collectivités situées le long de l'emprise de la canalisation 9. Les cinq premières ont eu lieu en juin 2012 à Port Hope, Corbyville, Gananoque, Martintown et Maitland, en Ontario. Les deux suivantes ont eu lieu à Montréal-Est et à Mirabel, au Québec, en octobre 2012. Dix-neuf autres portes ouvertes semblables ont eu lieu en avril et juin 2013 et d'autres activités d'approche ont visé des conseils municipaux, des groupes de conservation, des médias locaux, des groupes de citoyens et des particuliers. Enbridge a affirmé que les portes ouvertes ont permis aux parties intéressées de revoir et d'apporter chez elles du matériel de communication sur le projet (soit des fiches d'information) et de s'adresser directement à des spécialistes d'Enbridge, et à l'entreprise d'écouter et de s'informer au sujet des intérêts de ses parties prenantes. Afin de s'assurer que les parties prenantes connues du projet et la collectivité en général pouvaient assister aux portes ouvertes, Enbridge a envoyé par la poste des invitations à toutes les parties prenantes du projet, y compris les personnes recensées comme étant des propriétaires fonciers directement touchés, les collectivités situées à proximité de l'emprise, les dirigeants élus et les groupes d'Autochtones, et a publié des annonces dans les journaux communautaires.

Enbridge a affirmé que son processus de consultation ne prend pas fin avec l'approbation d'un projet et s'est engagée à échanger continuellement avec les parties prenantes durant tout le cycle de vie du projet. Elle a déclaré que le programme de consultation relatif au projet a comporté et continuera de comporter des activités courantes qui consistent notamment à :

- organiser des réunions ou des présentations au besoin ou sur demande;
- envoyer des lettres d'information sur le projet au moment choisi et déterminé par les modifications de la description du projet, s'il en est, les mises à jour du processus de réglementation et, si le projet est approuvé, la progression des travaux de construction;
- répondre aux courriels envoyés à l'adresse électronique du projet et aux appels reçus au numéro de téléphone sans frais du projet qui sont tous deux accessibles au public et indiqués dans toute l'information sur le projet;
- mettre à jour le site Web du projet.

Opinions des participants

Union des producteurs agricoles

L'Union des producteurs agricoles (UPA) a affirmé que la consultation des parties touchées constituait un élément vital de tout projet. Ses membres ont exprimé des préoccupations au sujet de l'invitation d'Enbridge aux portes ouvertes, qui a été reçue le 28 septembre 2012 pour des réunions devant avoir lieu les 2 et 3 octobre 2012. La même situation s'est produite en

avril 2013. Selon l'UPA, le peu de temps entre la réception de l'invitation et la date des portes ouvertes a empêché beaucoup de personnes d'y assister. C'est pourquoi l'UPA a affirmé que l'on ne peut considérer qu'il y a eu consultation complète des parties touchées. Par ailleurs, le printemps et l'automne sont des saisons occupées pour les agriculteurs et Enbridge aurait dû en tenir compte dans l'élaboration de son programme de consultation.

L'UPA a ajouté que le rapport d'engagement permanent (**condition 24** de l'ordonnance en vertu de la partie III), inclus dans le document de conditions possibles joint à la Mise à jour procédurale n° 4 de l'Office, devrait être déposé tous les six mois au cours des trois premières années d'exploitation et aussi pendant 10 ans.

Emily Ferguson

M^{me} Ferguson a affirmé que bien qu'elle habite dans un quartier traversé par le pipeline, elle n'était pas au courant auparavant de l'existence de la canalisation 9, comme d'autres résidents. Elle a soutenu qu'Enbridge lui a affirmé avoir recours à son programme de sensibilisation du public élargi pour prévenir le public qui se trouve à moins de 200 mètres du pipeline des modifications proposées à l'exploitation. Or, a déclaré M^{me} Ferguson, elle connaît des résidents dans la zone de 200 mètres qui n'ont pas été consultés au sujet du projet. Selon elle, le public a de la difficulté à obtenir d'Enbridge de l'information sur l'emplacement du pipeline.

Les Citoyens au Courant

Exprimant ses préoccupations au sujet de la consultation menée par Enbridge dans le secteur de Vaudreuil-Soulanges, au Québec, le groupe Les Citoyens au Courant a déclaré qu'Enbridge avait organisé une seule réunion dans la région, le 25 avril 2013, soit après la date limite prévue pour demander à participer à l'audience de l'Office. Le groupe a expliqué que les dirigeants municipaux locaux croyaient que l'assemblée se déroulerait à micro ouvert. Lorsque les participants présents se sont rendu compte que ce n'était pas le cas, ils ont voté en faveur d'un format à micro ouvert, mais, aux dires du groupe, les représentants d'Enbridge n'étaient pas d'accord. Le groupe a soutenu que l'assemblée s'était déroulée comme une conversation privée et s'est déclaré préoccupé par les difficultés à obtenir des réponses en français à ses questions.

Bayview-Cummer Neighborhood Association

La Bayview-Cummer Neighborhood Association a déclaré que beaucoup de ses membres se sentaient mal informés au sujet du projet et a ajouté que la consultation menée par Enbridge était insuffisante et inefficace. L'association a affirmé plus particulièrement que la carte du pipeline publiée par Enbridge et portant sur tout le sud de l'Ontario et le Québec ne permettait pas aux membres du public de déterminer si le projet les touchait.

Michel Morency, Marilyn Eriksen, David Carson et James Quinn, Beverly Dahmer et Brenda Free, BurlingtonGREEN Environmental Association, Collectif en environnement Mercier-Est, Robert Petrie

Ces participants ont manifesté leur insatisfaction à l'égard de la transparence d'Enbridge et ils ont demandé que le public ait accès à plus de renseignements d'Enbridge au sujet de ses plans d'intervention d'urgence et de la formation en la matière, de la protection de l'environnement et de la sécurité du pipeline, notamment. Ils ont indiqué que de tels renseignements devraient être communiqués au moyen de rapports périodiques et par des comités de surveillance ou de liaison communautaire.

Ontario Pipeline Landowners Association

L'Ontario Pipeline Landowners Association a déclaré qu'elle était insatisfaite de la disposition concernant l'avis prévu dans l'entente sur le processus de fouilles exploratoires d'Enbridge, qui stipule que la société doit avertir un propriétaire foncier sept jours avant l'exécution de fouilles relatives à l'intégrité. Elle estime que cet avis ne semble pas concorder avec l'obligation que l'Office impose aux sociétés de le prévenir de toute préoccupation non réglée que des tierces parties ont à l'égard de leurs activités d'exploitation et d'entretien au moins 21 jours ouvrables avant le début des travaux. L'association a ajouté que les fouilles relatives à l'intégrité qui sont nécessaires à l'entretien peuvent avoir un effet important sur les propriétaires fonciers, car elles peuvent à la fois nuire physiquement aux biens fonciers et perturber la vie et les moyens de subsistance des propriétaires fonciers et de leur famille.

Réplique d'Enbridge

Aux commentaires sur l'insuffisance de sa consultation, Enbridge a répliqué que les commentaires en question ont été soumis à l'Office sans preuve et qu'il fallait les rejeter. La société a ajouté avoir tenu compte de l'intérêt accru suscité par le projet et a décrit la consultation soutenue qu'elle a menée tout au long du processus d'audience. Le 31 juillet 2013, Enbridge a posté des lettres de mise à jour sur le projet pour informer toutes les parties prenantes recensées. En août 2013, elle a rencontré la Ville de Terrebonne, la Ville de Montréal et l'Office de protection de la nature de Toronto et de la région pour discuter de questions d'environnement et de sécurité. Au total, Enbridge a affirmé avoir communiqué avec plus de 2 600 parties intéressées tout au long de la consultation relative au projet et a assuré qu'elle s'efforcera de poursuivre le dialogue avec les parties intéressées pendant tout le cycle de vie du projet. À cette fin, la société s'est engagée à organiser des rencontres ou des présentations, au besoin ou sur demande. Enbridge diffusera aussi des mises à jour sur le projet s'il y a lieu, répondra aux courriels et aux demandes téléphoniques sur la ligne 1-800 mise en service pour le projet et continuera de mettre à jour le site Web du projet.

Enbridge n'a pas accepté les propos des Citoyens au Courant à l'effet que l'assemblée portes ouvertes tenue à Rigaud, au Québec, le 25 avril 2013 avait été « très insatisfaisante ». La société a assuré avoir fourni des services d'interprétation sur place pour tout participant désireux de poser des questions en français à des spécialistes anglophones d'Enbridge et pour faire traduire les réponses.

Enbridge a ajouté qu'elle a fait des efforts importants durant l'audience pour fournir de l'information exacte et opportune dans les deux langues officielles et qu'elle continuerait de mettre à jour son site Web et le tableau de suivi des engagements en français et en anglais. La société a ajouté que la *Loi sur les langues officielles* n'oblige personne qui comparaît devant un tribunal fédéral comme l'Office à traduire des éléments de preuve qu'elle souhaite verser au dossier de l'instance, mais qu'elle protège plutôt le droit d'un participant comme Enbridge d'utiliser la langue officielle de son choix.

Au sujet des préoccupations portant sur l'effet que les fouilles relatives à l'intégrité peuvent avoir sur les parties prenantes, Enbridge a déclaré qu'elle les consulterait d'avance pour leur faire part du calendrier des travaux, discuter de l'accès, déterminer les considérations spéciales et modifier les mesures de remise en état ou en ajouter le cas échéant. La subsidence des sols ferait l'objet d'une surveillance pendant un an environ après la fin de travaux d'excavation. D'autres mesures de remise en état prises au besoin permettraient de faire en sorte que la remise en état des lieux soit satisfaisante.

Opinion de l'Office

Dans le cadre de son examen du projet, l'Office évalue la suffisance à la fois de la conception et de l'application du programme de consultation d'Enbridge. Comme l'indique son *Guide de dépôt*, l'Office s'attend au moins à ce qu'un programme de consultation :

- soit lancé le plus tôt possible à l'étape de la planification et de la conception du projet;
- fournisse des renseignements clairs et pertinents aux personnes ou aux groupes éventuellement touchés;
- tienne compte de toutes les personnes ou de tous les groupes éventuellement touchés et soit accessible à tous;
- tienne compte des besoins, des points de vue et des préoccupations des personnes ou des groupes éventuellement touchés;
- se poursuive tout au long du processus réglementaire, ainsi que pendant les étapes de la construction et de l'exploitation du projet.

Conception du programme de consultation

L'Office s'attend à ce que les sociétés conçoivent un programme de consultation qui tient compte des besoins particuliers ou distincts des personnes ou des groupes qui peuvent être touchés. En ce qui concerne le projet à l'étude, l'Office craint que le programme de consultation d'Enbridge n'ait pris du temps au début à fournir aux parties prenantes francophones, dans leur langue, des documents portant sur la demande. L'Office estime qu'il s'agit d'une question distincte des observations présentées au cours d'une audience.

Comme Enbridge le signale avec raison, et comme l'Office l'a confirmé dans sa décision n° 9 relative à une requête faite pendant l'audience, le demandeur ou n'importe quel participant peut, en vertu de la *Loi sur les langues officielles*, soumettre des documents à l'Office dans la langue officielle de son choix.

Dans la conception de son programme de consultation, le promoteur du projet, Enbridge en l'occurrence, doit toutefois tenir compte des besoins particuliers ou distincts des diverses personnes ou des divers groupes susceptibles d'être touchés par le projet. L'Office constate qu'Enbridge a répondu aux préoccupations des parties prenantes francophones et à l'intérêt croissant que le public a porté au projet en fournissant par la suite sur son site Web la traduction française de documents portant sur la demande.

L'Office s'attend à ce qu'Enbridge améliore la conception de son programme de consultation continue et fournisse aux parties prenantes francophones des documents en français et leur donne accès dans les meilleurs délais à des membres de son personnel qui parlent français.

L'Office a inclus à la **condition 5** une obligation pour Enbridge de déposer devant lui et d'afficher sur son propre site Web, en français et en anglais, un tableau de suivi des engagements.

En ce qui concerne le site Web du projet et d'autres documents de consultation, l'Office s'attend aussi à ce qu'Enbridge tienne entièrement compte des besoins des parties prenantes francophones lorsqu'elle mène une consultation continue. Enbridge devrait aussi tenir compte du calendrier des producteurs agricoles, parmi d'autres facteurs possibles, dans la conception de sa consultation continue durant tout le cycle de vie du projet.

Enbridge a déclaré avoir tenu compte de l'intérêt plus général manifesté au sujet de la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 dans la conception de son programme de consultation. L'Office est d'avis qu'il se peut qu'Enbridge ait sous-estimé au début le niveau d'intérêt suscité par le projet, mais que la société a apporté les rajustements nécessaires à la conception de son programme de consultation. Il importe certes qu'un programme de consultation garde un peu de souplesse, mais le fait qu'Enbridge a dû ajouter 19 séances d'information en avril et juin 2013 indique qu'il était possible d'améliorer la conception du programme de consultation. Une planification plus proactive aurait permis à Enbridge de communiquer en temps opportun des renseignements clairs et pertinents aux particuliers ou aux groupes susceptibles d'être touchés. Cela est important parce qu'une meilleure compréhension entre les parties prenantes contribue à rendre le processus de réglementation plus efficace.

Compte tenu des conditions imposées par l'Office, des points d'amélioration continue déterminés par celui-ci et de la souplesse du programme de consultation, l'Office conclut sans peine que de manière générale, la conception du programme de consultation convenait à la nature du projet.

Application du programme de consultation

En ce qui concerne l'application du programme de consultation, l'Office constate qu'Enbridge a communiqué avec plus de 2 600 personnes intéressées, envoyé des trousseaux d'information aux propriétaires situés le long de l'emprise de la canalisation 9, échangé avec des associations de propriétaires fonciers et poursuivi la consultation tout au long du processus d'audience. Même s'il est convaincu qu'il y a eu prise de contact avec les parties prenantes pertinentes et les membres du public susceptibles d'être touchés, l'Office est d'avis que le programme peut être amélioré. Le peu de temps prévu entre le moment où les parties prenantes ont reçu les invitations et la date de certaines portes ouvertes constitue un point à améliorer de la mise en œuvre du programme de consultation. Si les parties prenantes avaient été prévenues plus rapidement des assemblées portes ouvertes, les activités de consultation auraient pu tenir compte de toutes les personnes ou de tous les groupes susceptibles d'être touchés et être plus accessibles à tous.

Il importe aussi que les personnes puissent déterminer elles-mêmes si une demande relative à un projet particulier dont l'Office est saisi les intéresse. Il est par exemple avantageux pour l'Office et pour le demandeur que celui-ci communique suffisamment de renseignements pour que les personnes intéressées puissent déterminer elles-mêmes si elles se trouvent dans certaines zones de consultation délimitées par le demandeur. En améliorant l'accessibilité à l'information, le demandeur peut s'assurer que ses activités de consultation sont exactes et conformes au *Guide de dépôt*. Afin de faciliter cette amélioration, l'Office encourage Enbridge à fournir de l'information qui peut aider les personnes à déterminer si la demande présentée à l'Office les intéresse, notamment en fournissant sur son site Web de l'information cartographique suffisamment détaillée pour déterminer dans quelle mesure le projet visé par la demande est proche de terrains dans lesquels la personne en cause a un intérêt.

En ce qui concerne les préoccupations soulevées par les parties prenantes au cours de l'instance, l'Office a étudié attentivement les mesures d'atténuation proposées par Enbridge dans le domaine de la sécurité du pipeline, de l'intervention d'urgence et de la protection environnementale, tel qu'il en est discuté dans les chapitres suivants des présents Motifs. Lorsque des préoccupations persistent à ces égards, l'Office a décidé d'imposer des conditions, afin de les résoudre avant la mise en service et par la suite.

L'Office s'attend à ce qu'un programme de consultation se poursuive durant les étapes de la construction et de l'exploitation d'un projet, ce qui peut inclure des activités de sensibilisation du public, de formation continue et de consultation des personnes concernées au sujet des activités d'exploitation envisagées qui pourraient les toucher. Compte tenu de cette attente et des demandes de consultation plus poussée avec Enbridge, l'Office impose la **condition 24** qui oblige le demandeur à produire un rapport d'engagement permanent. L'Office souligne que la **condition 24** ne soustrait pas Enbridge à ses obligations aux termes du programme de sensibilisation du public.

L'Office constate que le Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke, l'UPA et le ministère de l'Énergie de l'Ontario ont demandé que ce rapport continue d'être déposé devant l'Office pendant plus de trois ans. L'Office s'attend à ce qu'Enbridge tire des leçons de l'expérience qu'elle a acquise au cours de l'audience sur la canalisation 9B et de ses rapports d'engagement permanent et à ce qu'elle continue d'échanger avec des personnes et des groupes intéressés durant toute la période d'exploitation de la canalisation 9. La **condition 29** exige qu'Enbridge transmette à l'Office un plan décrivant comment elle continuera d'échanger avec des personnes et des groupes au cours de la période d'exploitation de la canalisation 9 et comment elle continuera de promouvoir la transparence de l'information auprès de ses parties prenantes.

Étant donné les conditions imposées par l'Office, les engagements pris par Enbridge, les aspects à améliorer continuellement que l'Office a relevés et la souplesse du programme de consultation d'Enbridge, l'Office conclut sans peine que l'application du programme de consultation était adéquate compte tenu de la nature du projet.

Consultation au cours des activités d'exploitation et d'entretien

L'Office réglemente actuellement les activités d'exploitation et d'entretien de la canalisation 9. En ce qui concerne les préoccupations de l'OPLA au sujet des fouilles relatives à l'intégrité, l'Office continue d'exiger que les sociétés échangent avec les personnes dont les droits ou les intérêts peuvent être touchés par des activités d'exploitation et d'entretien avant d'entreprendre lesdites activités. Les sociétés doivent documenter toutes les activités de consultation et fournir la documentation à l'Office au moins 21 jours ouvrables avant l'activité si des tierces parties ont des préoccupations qui persistent. Cet avis vise à donner à l'Office suffisamment d'information pour décider s'il y a lieu de mener une inspection à l'égard des activités d'exploitation et d'entretien qui pourraient avoir des conséquences sur la sécurité des propriétaires fonciers ou du public, une incidence sur l'environnement ou des effets négatifs pour l'utilisation normale de l'emprise ou d'une propriété adjacente par une tierce partie. Si l'inspection révèle des problèmes, l'Office peut imposer des mesures correctrices.

L'Office constate que le document daté de 2005 et intitulé *Réglementation des activités d'exploitation et d'entretien des pipelines sous le régime de la Loi sur l'Office national de l'énergie et Notes d'orientation* n'oblige pas une société à le prévenir si des tierces parties ont des préoccupations non résolues, tandis que la version du document révisée en 2012, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2013, oblige la société à prévenir l'Office 21 jours d'avance si des tierces parties ont des préoccupations qui persistent au sujet d'une activité d'exploitation et d'entretien. L'Office constate de plus qu'Enbridge et l'Ontario Pipeline Landowners Association se sont entendues en 2009 sur le processus de fouilles exploratoires qui serait suivi à l'égard des propriétaires de terres privées dans la région de l'Est. Dans le cadre de ce processus, Enbridge s'engage à faire des efforts raisonnables pour communiquer avec les propriétaires fonciers au moins sept jours avant l'exécution de travaux. Outre les lignes directrices relatives aux activités d'exploitation et d'entretien, l'Office encourage Enbridge et l'Ontario Pipeline Landowners Association à conjuguer leurs efforts pour arriver à une autre entente selon laquelle Enbridge

préviendra les tierces parties touchées suffisamment à l'avance de la période de 21 jours requise pour aviser l'Office du début d'une fouille ou d'autres activités.

En ce qui concerne les effets que des fouilles relatives à l'intégrité pourraient avoir sur les moyens de subsistance, l'Office constate qu'Enbridge doit rendre compte aux propriétaires fonciers des dommages découlant des travaux effectués et serait tenue de les indemniser conformément, par exemple, aux modalités de la convention de servitude enregistrée à l'égard du titre de propriété foncière et, le cas échéant, à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

S'il reste des questions à régler au sujet des activités d'exploitation et d'entretien, l'Office offre des services dans le cadre du Mécanisme approprié de règlement des différends (MRD) afin d'aider à résoudre les différends qui subsistent. Ces services comprennent des discussions non officielles, des rencontres avec facilitateur et de la médiation.

Communication de renseignements propres à un projet

L'Office trouve important que les propriétaires et les autres personnes intéressées aient accès à des renseignements sur les pipelines afin de comprendre l'effet de telles installations sur leurs intérêts ou leurs responsabilités. Pour certains, cela pourrait signifier avoir accès à des renseignements sur l'intégrité, les incidents et les mesures et plans d'intervention d'urgence. Par exemple, un propriétaire foncier devrait avoir accès aux renseignements sur l'intégrité qui portent sur la partie du pipeline se trouvant sur sa propriété tandis que les municipalités touchées devraient avoir accès aux renseignements qui permettent de déployer efficacement les premiers intervenants, au besoin.

Dans le cadre de cette instance, Enbridge a déclaré croire à la communication ouverte et transparente avec tous les propriétaires fonciers, les collectivités et les groupes autochtones qui se trouvent le long de l'emprise et être déterminée à transmettre de l'information aux Canadiens intéressés ou susceptibles d'être touchés par le projet. La société a ajouté que pour des raisons de sécurité elle ne diffuse pas les endroits précis où ont lieu des fouilles relatives à l'intégrité, mais que ces renseignements sont communiqués aux propriétaires et aux municipalités touchés au début des travaux. Enbridge s'est aussi engagée à faire connaître aux propriétaires fonciers et aux municipalités en cause les résultats du passage de son outil d'inspection en ligne, y compris le nombre de fouilles requises. L'Office constate aussi que plusieurs participants sont préoccupés par le peu de renseignements reçus d'Enbridge.

Compte tenu de ces facteurs et du fait qu'Enbridge s'est engagée à fournir des renseignements aux personnes touchées, l'Office ordonne à Enbridge de fournir sur demande de l'information concernant l'intégrité, les incidents et les mesures et plans d'intervention d'urgence aux propriétaires touchés (y compris les municipalités), aux groupes autochtones et, lorsque cela est indiqué, aux organismes d'intervention et de conservation. L'information communiquée à ces personnes touchées peut ne porter que sur les terres dans lesquelles l'auteur de la demande de renseignements a un intérêt ou à

l'égard desquelles elle a une responsabilité claire et perceptible. L'Office reconnaît qu'Enbridge peut traiter certains de ces renseignements comme confidentiels pour des raisons d'affaires ou de sécurité justifiées. Il reconnaît aussi qu'une partie de ces renseignements peut être visée par une entente de non-divulgence conclue entre Enbridge et des tierces parties. L'Office s'attend à ce qu'Enbridge affirme ses préoccupations relativement à la confidentialité et à la sécurité seulement lorsque c'est approprié et aussi à ce que la société se prévale de l'entente de non-divulgence face à l'auteur de la demande lorsque c'est approprié. Dans la mesure où il y a divergence de vues au sujet de la confidentialité ou de la portée de la demande, l'auteur de la demande ou Enbridge peut demander conseil à l'Office.

3.2.2 Consultation des parties prenantes gouvernementales

Opinion d'Enbridge

Le programme de consultation d'Enbridge décrit ci-dessus à la section 3.2.1 incluait tous les ordres de gouvernement comme parties prenantes. Enbridge a déclaré avoir donné, en mai 2012 et tout au long de l'instance, avis du projet à toutes les municipalités touchées de l'Ontario et du Québec, à divers ministères provinciaux et fédéraux, à des députés en particulier, à des membres de l'Assemblée législative de l'Ontario et de l'Assemblée nationale du Québec, ainsi qu'aux maires et aux conseils de diverses municipalités où des travaux liés au projet sont proposés. Enbridge a aussi prévenu ou rencontré les responsables de la conservation le long de l'emprise.

Enbridge a affirmé s'être également basée sur son programme de sensibilisation du public existant pour consulter les parties prenantes et les organismes d'intervention situés le long de la canalisation 9. Ce programme vise à tenir au courant le public qui vit près de l'emprise, ainsi que les services de police et d'incendie et d'autres organisations et organismes, au sujet de l'emplacement du pipeline et des procédures de sécurité à mettre en place au cas peu probable où il y aurait déversement. Enbridge a ajouté qu'elle communique avec les agences locales, y compris les premiers intervenants, dans un rayon de 20 km du pipeline en leur rendant personnellement visite une fois par année. Dans le cadre du programme de sensibilisation du public, Enbridge tient compte de l'information sur l'intervention d'urgence, y compris le rôle que les organisations d'intervention et Enbridge devront jouer en cas d'urgence touchant le réseau de la société. Enbridge revoit chaque année l'information tirée de ces rencontres pour déterminer si des modifications du plan d'intervention en cas d'urgence s'imposent. Enbridge a affirmé avoir visité au total plus de 140 municipalités situées le long de la canalisation 9 en 2012 et les activités de 2013 du programme de sensibilisation du public se poursuivent.

Opinion des participants

Ministère de l'Énergie de l'Ontario

Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a demandé de plus amples renseignements sur la stratégie de consultation d'Enbridge et sa façon de tenir compte des préoccupations communautaires le long de la canalisation 9 en Ontario, sur sa façon de répondre aux préoccupations soulevées dans les collectivités et sur ses plans relativement aux consultations à venir. Il a aussi demandé des

renseignements au sujet du plan établi par Enbridge pour adopter une stratégie d'amélioration continue de la canalisation 9 et de la façon dont l'entreprise communiquerait au public de l'information sur l'exploitation du pipeline.

Le ministère a demandé qu'Enbridge produise un rapport annuel sur les activités d'exploitation de la canalisation 9, faisant notamment état de l'information sur les déversements et leurs effets sur l'environnement, sur les travaux de réparation exécutés, les fouilles relatives à l'intégrité effectuées, les passages d'un outil d'inspection interne, les activités de consultation, les exercices de formation exécutés et les activités d'entretien. Il a affirmé qu'il faudrait distribuer ce rapport aux propriétaires fonciers, aux groupes autochtones, aux dirigeants municipaux, aux premiers intervenants, aux autorités provinciales et aux responsables de la protection des eaux de source afin de les renseigner sur la canalisation 9, de rendre plus transparentes les activités d'exploitation du pipeline et d'aider à favoriser une culture de sécurité à Enbridge.

Le ministère s'est dit préoccupé par le fait que le rapport d'engagement permanent (**condition 24**) de l'ordonnance en vertu de la partie III) s'applique seulement aux trois premières années d'exploitation. Il a ajouté qu'il serait approprié qu'Enbridge produise un rapport annuel permanent vu l'importance de sensibiliser le public.

Ville de Burlington, Ville de Hamilton, Ville de Toronto, Corporation of the City of Kingston, Corporation of the City of Mississauga, Ville d'Ajax, Municipalité régionale de Durham

Les municipalités indiquées ont fait part de leurs préoccupations au sujet de la consultation d'Enbridge relativement à l'intégrité du pipeline, à la capacité d'intervention en cas de déversement, à la protection des ressources en eau et au recouvrement des coûts. Ces municipalités ont aussi mis sur pied un groupe de liaison afin de faciliter les discussions avec d'autres municipalités qui ont des préoccupations semblables à celles de la Ville de Toronto afin de conseiller l'Office, de lui faire des recommandations et lui suggérer des conditions d'approbation. En ce qui concerne la consultation, ces municipalités ont demandé d'autres renseignements à Enbridge au sujet de la formation en intervention d'urgence et de la production de rapports sur la sécurité du pipeline.

Municipalité de Saint-Télesphore, Municipalité de Sainte-Justine-de-Newton, Municipalité de Très-Saint-Rédempteur, Municipalité régionale du comté de Vaudreuil-Soulanges

Ces municipalités ont demandé qu'Enbridge les consulte davantage, elles et les intervenants d'urgence locaux, au sujet des plans d'intervention d'urgence et de la formation dans ce domaine et elles ont insisté sur la nécessité de disposer en tout temps d'information pertinente sur la sécurité et les risques. Elles ont ajouté que ces échanges supplémentaires permettront à Enbridge de réunir de l'information sur l'évolution du contexte et des risques dans les collectivités locales.

Ville de Montréal

La Ville de Montréal a demandé qu'Enbridge consulte les autorités et les intervenants d'urgence de Montréal afin d'élaborer un plan intégré d'intervention d'urgence qui répond aux besoins particuliers de la ville.

Réplique d'Enbridge

Enbridge a affirmé comprendre que les municipalités souhaitent qu'elle leur fournisse plus d'information régulièrement. Elle a ajouté qu'elle avait très bien entendu les préoccupations exprimées au sujet du niveau des détails fournis auparavant et de l'information que les participants souhaitent recevoir d'elle à l'avenir. Ainsi, en plus de respecter les exigences de l'article 33 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres (RPT)* en rencontrant une fois par année les organismes de première intervention qui se trouvent à moins de 20 km de l'emprise de la canalisation 9, Enbridge s'est engagée à offrir de rencontrer une fois par année les représentants municipaux des collectivités situées à moins de 20 km de l'emprise du pipeline.

Enbridge s'est engagée à revoir et à réviser, en consultation avec les premiers intervenants, le contenu de l'information qui leur est fournie. À cette fin, elle s'est engagée à rencontrer à l'avenir les municipalités intéressées pour leur communiquer de l'information, leur offrir de la formation et élaborer des plans d'intervention d'urgence propres à des sites en particulier. Enbridge a déclaré que ces consultations seront précises, significatives, continues et itératives.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que les parties prenantes gouvernementales sont des intervenants clés lorsqu'il s'agit de garantir l'exploitation sécuritaire continue des pipelines, de protéger l'environnement et de coordonner des interventions d'urgence efficaces. La consultation des parties prenantes gouvernementales au sujet du projet a débuté tôt dans le processus et l'Office s'attend à ce qu'Enbridge poursuive ses efforts afin d'organiser et de mener des consultations efficaces et opportunes avec les parties prenantes des gouvernements (y compris les premiers intervenants et le personnel d'intervention d'urgence de la province), le cas échéant, pendant tout le cycle de vie du projet. L'Office prend note de l'engagement d'Enbridge à offrir de rencontrer une fois par année les représentants municipaux des collectivités situées à moins de 20 km de l'emprise du pipeline.

L'Office constate de plus l'intérêt général de plusieurs parties prenantes gouvernementales et l'intérêt particulier du ministère de l'Énergie de l'Ontario qui souhaite davantage de transparence de la part d'Enbridge au sujet de l'exploitation de la canalisation 9. Les renseignements détaillés demandés par le ministère constituent un exemple du type d'information que l'Office ordonne à Enbridge de fournir, comme il en a été question à la section 3.2.1. L'Office a également imposé la **condition 24** qui oblige Enbridge à fournir un rapport d'engagement permanent pour l'exploitation continue de la canalisation 9.

L'Office est convaincu que toutes les parties prenantes gouvernementales compétentes ont été consultées, mais il est d'avis que la situation peut être améliorée, notamment qu'il est possible de dialoguer davantage. La consultation réelle aide les parties prenantes à mieux se comprendre, ce qui signifie qu'il importe de réunir l'information provenant des parties prenantes et de la distribuer. Par exemple, la collecte d'information par l'exploitant du pipeline lui permet de s'informer au sujet de facteurs de la communauté qui aident à améliorer un tel programme ou plan d'intervention d'urgence. Les sociétés pipelinières devraient considérer les programmes de consultation comme des occasions de découvrir de nouvelles façons d'améliorer leurs activités d'exploitation avec l'aide de ceux qui vivent et travaillent le plus près du pipeline plutôt que simplement comme des obligations auxquelles elles doivent satisfaire parce que l'Office l'exige. Le dialogue oblige aussi les parties prenantes gouvernementales à participer activement aux discussions au cours de l'exploitation continue de la canalisation 9.

En ce qui concerne l'intervention en cas d'urgence, l'Office constate qu'Enbridge doit satisfaire aux articles 33 à 35 du RPT, assurer une liaison continue avec les organismes et les personnes qui pourraient intervenir en cas d'urgence et offrir un programme de formation continue en intervention d'urgence. Le chapitre 5 des présents Motifs précise d'autres renseignements relatifs aux plans d'intervention d'urgence et traite plus en profondeur des **conditions 14 et 26**.

Chapitre 4

Installations

L'Office suit une approche du cycle de vie qui tient compte du risque pour veiller à ce que les installations et les activités qu'il réglemente soient sûres et sécuritaires depuis le début de la construction jusqu'à la cessation de l'exploitation. À cette fin, il vérifie si les installations sont conçues convenablement, sur le plan technique, pour les propriétés du produit transporté, l'éventail des conditions d'exploitation, ainsi que le milieu humain et l'environnement naturel où les installations seraient implantées. Il porte notamment une attention particulière à la manière dont la société aborde certains aspects comme la conception technique, la gestion de l'intégrité, la sûreté, la protection civile et la santé et sécurité.

4.1 Description des installations

Le projet vise à :

- a) faire des ajouts et des modifications aux six sites du projet, ainsi que les changements nécessaires aux procédures et aux engagements connexes qui s'imposent pour inverser le sens d'écoulement du pétrole brut entre North Westover et Montréal;
- b) faire des ajouts et des modifications aux sites du projet, ainsi que les changements nécessaires aux procédures et aux engagements connexes afin d'accroître la capacité de Sarnia à Montréal;
- c) installer, modifier ou remplacer de l'équipement et des conduites aux six sites du projet décrits par Enbridge à la section 2 de la demande, qui a été modifiée par des dépôts subséquents;
- d) installer des plateformes et des pompes d'injection d'additif réducteur de frottement dans la canalisation 9, dont le sens d'écoulement aura été inversé, à Sarnia, North Westover, Hilton et Cardinal.

4.2 Conception, construction et exploitation

4.2.1 Conception, codes et normes

Opinion d'Enbridge

Enbridge a expliqué que le projet serait conçu, construit et exploité conformément aux règlements, aux codes et aux normes de l'industrie applicables, de même qu'aux exigences réglementaires les plus récentes de l'Office. Le principal règlement applicable est le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (RPT), qui inclut par renvoi la norme CSA Z662-11. Les codes canadiens seraient également utilisés, mais à défaut de tels codes, la société se tournerait vers les codes américains ou internationaux. Le projet serait aussi conçu et

exploité de façon à satisfaire aux exigences des versions les plus récentes des normes et des consignes techniques d'Enbridge.

Opinion des participants

Marilyn Eriksen, DurhamCLEAR, Ville de Sainte-Anne-des-Plaines

Les participants susmentionnés ont soulevé des préoccupations au sujet de la canalisation 9 existante, qui a été construite en fonction d'une version antérieure de la norme CSA (soit la norme CSA Z183 de 1973) et du fait qu'il n'est pas nécessaire d'appliquer rétroactivement des normes techniques mises à jour à des installations déjà construites. La Ville de Sainte-Anne-des-Plaines a recommandé de remplacer le pipeline existant à cause de son âge.

4.2.2 Construction

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré qu'à l'exception de quelques aires de travail temporaires, le projet se déroulerait dans les limites de ses terrains et de son emprise. La société a ajouté que sous réserve des approbations prévues dans la réglementation, le projet devrait entrer en service au cours du quatrième trimestre de 2014.

En ce qui concerne son système de gestion de la qualité, Enbridge a déclaré que le groupe chargé de l'approvisionnement du projet appliquerait les processus et les exigences en matière de qualité et les coordonnerait avec le gestionnaire de la qualité du projet. Ces processus de travail et ces exigences tiendraient compte des vérifications de la qualité au cours du cycle d'approvisionnement et incluraient les éléments suivants : le recours à des fournisseurs qualifiés d'avance par Enbridge, le contrôle de la qualité au cours des activités de commande et d'achat de matériaux, l'examen et l'approbation des plans d'inspection et d'essais de qualité et l'inspection des installations des fournisseurs par des tiers.

4.2.3 Exploitation

4.2.3.1 Conception hydraulique

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré qu'au moment de l'inversion du sens d'écoulement, la pression maximale de service (PMS) autorisée par l'Office entre North Westover et Montréal serait maintenue au niveau des pressions approuvées auparavant pour chacun des emplacements (autorisation de mise en service du 5 mars 1999 [dossier 3400-E101-86]). La société a ajouté que l'inversion du sens d'écoulement et le profil de pression de service de la canalisation 9, ainsi que l'accroissement de la capacité annuelle, ne nécessitaient pas la modification de la PMS. En ce qui concerne les pressions de service courantes, Enbridge a affirmé avoir limité elle-même les pressions de service au-dessous de la PMS approuvée par l'Office afin d'assurer la sécurité du pipeline et pour des raisons opérationnelles.

Enbridge a affirmé que le projet comporte une composante d'accroissement de la capacité annuelle sur toute la longueur de la canalisation 9, pour la faire passer de 38 157 m³/j (240 000 b/j) à 47 696 m³/j (300 000 b/j) et porter la capacité nominale maximale à 52 994 m³/j (333 333 b/j). L'accroissement de la capacité se ferait au moyen de l'ajout de pompes et de plateformes d'injection d'additif réducteur de frottement aux installations existantes de la canalisation 9 d'Enbridge.

Opinion des participants

Équiterre (coalition)

Équiterre a notamment déposé en preuve un rapport produit par Accufacts Inc. (rapport Accufacts), qui affirme qu'il ne faut pas compter sur les réductions de pression (comme celle qu'Enbridge s'impose actuellement dans le cas de la canalisation 9B) comme facteur de sécurité dans l'exploitation d'un pipeline. Le rapport Accufacts présente en effet une preuve révélant que l'incident de Marshall est survenu à la suite d'une défaillance de la canalisation 6B à une pression d'environ 56 % de la limite minimale d'élasticité spécifiée ou moins, alors que la canalisation était assujettie depuis un an à une baisse de pression à 60 % de cette limite, une baisse que la société s'était elle-même imposée.

4.2.3.2 Fluides de service

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré que la canalisation 9 serait exploitée en mode de service mixte pour le transport de brut léger, moyen ou lourd.

La société a dit s'attendre à ce que la teneur en sédiments et en eau des bruts lourds (0,5 % du volume) soit un peu plus élevée que la moyenne historique des bruts légers et moyens, mais que les accumulations éventuelles seraient gérées dans le cadre du programme de raclage d'entretien (nettoyage) prévu pour la canalisation 9. Elle a ajouté que la température de transport type dans la canalisation 9 n'atteindrait pas 20 degrés Celsius et que la température d'exploitation maximale serait de 38 degrés Celsius. Enbridge a en outre signalé qu'elle ne s'attend pas à ce qu'aux températures d'exploitation, la teneur totale en soufre, l'indice d'acidité et les concentrations de chlorure s'écartent de son expérience d'exploitation normale et que ces facteurs ne devraient pas favoriser la corrosion interne. En ce qui concerne les organochlorés organiques et les acides naphthéniques, Enbridge a déclaré qu'aux températures d'exploitation des pipelines, ces composants n'y créeraient pas de conditions corrosives.

En réponse aux demandes de renseignements de participants, Enbridge a fourni l'étude que la National Academy of Sciences (NAS) a effectuée en 2013 au sujet des effets du bitume dilué sur les pipelines. La NAS a constaté que le bitume dilué n'a pas de caractéristiques particulières ou extrêmes qui le rendent plus susceptible que d'autres pétroles bruts d'endommager l'intérieur des pipelines par corrosion ou érosion. La NAS a également constaté que le bitume dilué ne possède pas de propriétés qui le rendent plus susceptible que d'autres bruts d'endommager les pipelines par corrosion externe, par fissuration ou par l'application de forces mécaniques. Enbridge a

ajouté que la canalisation 9 a transporté du brut lourd, y compris du bitume dilué, lorsqu'elle fonctionnait à l'origine en direction est, avant l'inversion effectuée en 1999.

Opinion des participants

Carrie Lester, Équiterre (coalition), Jesse McCormick, Shira Biner, Martin Laplante

Les participants susmentionnés ont affirmé que le transport de brut lourd rendrait la canalisation 9 plus vulnérable à la corrosion interne à cause de la teneur élevée en eau et en sédiments, des fortes concentrations de soufre et d'acide et des températures d'exploitation supérieures. Certains d'entre eux ont fait référence à un rapport sur la question produit par le Conseil de défense des ressources naturelles en 2011. Le rapport Accufacts a indiqué que le changement des bruts disponibles, en particulier en faveur du bitume dilué, peut accroître considérablement les cycles de pression, ce qui peut accélérer la propagation des fissures.

M. McCormick a en outre soutenu qu'Enbridge n'avait pas réussi à démontrer qu'elle avait atténué de façon fiable le risque de corrosion interne associé aux dépôts de solides provoqués par les pétroles lourds. Aussi a-t-il proposé que la demande d'Enbridge visant le transport de pétrole brut lourd soit rejetée. Il a recommandé, dans le cas où l'Office déciderait de l'approuver, d'imposer des conditions supplémentaires.

4.2.3.3 Additif réducteur de frottement

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré qu'elle utiliserait un additif réducteur de frottement pour accroître la capacité de la canalisation 9. La société a signalé que de tels additifs sont utilisés depuis plus de deux décennies dans les pipelines, y compris les siens (canalisations 1, 2, 5, 6, 13, 14, 19, 55, 65 et 67) et que rien n'indique qu'il y a une incidence sur la corrosion interne. La société a affirmé que l'additif réducteur de frottement n'est pas dangereux et que sa concentration dans le pétrole serait négligeable (la concentration maximale proposée s'établissant à 44 parties par million). Elle a ajouté que l'ajout d'un additif réducteur de frottement au brut n'aurait pas d'effet sur l'efficacité des techniques et de l'équipement d'intervention en cas de déversement, ne modifierait pas la nature de l'intervention ni aucun matériel de formation et ne représenterait pas de risque supplémentaire pour la santé humaine ou l'environnement au cas peu probable où un déversement se produirait.

Opinion des participants

DurhamCLEAR, Les Citoyens au Courant, Équiterre (coalition), Beverly Dahmer et Brenda Free, BurlingtonGreen

Les participants susmentionnés ont exprimé des préoccupations au sujet de la toxicité possible et d'autres caractéristiques négatives de l'additif réducteur de frottement en cas de déversement. Le rapport Accufacts indique en outre qu'un arrêt subit de l'injection d'additif réducteur de frottement pourrait avoir des conséquences graves sur la vitesse du liquide et peut-être causer des sauts de pression dans le pipeline.

Suncor Energy Marketing Inc.

Suncor Energy Marketing Inc. a affirmé qu'il est pratique courante de recourir à des additifs réducteurs de frottement, car ceux-ci sont généralement sécuritaires et fiables, et que les tentatives de soulever la controverse au sujet des additifs réducteurs de frottement sont injustifiées. La société a ajouté que rien ne permet d'affirmer qu'il faudrait restreindre de quelque façon que ce soit sa capacité de réserver une capacité de transport de bruts lourds, y compris de bitume dilué, sur la canalisation 9.

4.2.3.4 Vannes de sectionnement

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré qu'il y a au total 51 vannes de sectionnement entre North Westover et Montréal, dont 43 sont automatisées et 8 sont manuelles. La société a ajouté qu'avant l'entrée en service de la canalisation 9B après l'inversion, elle installerait 17 nouvelles vannes de sectionnement commandées à distance le long de la canalisation 9. Enbridge a affirmé qu'elle utiliserait son programme de positionnement intelligent de vannes pour confirmer que l'emplacement actuel des vannes commandées à distance est approprié et déterminer où il faut en installer d'autres. La société a expliqué que ce programme serait indépendant du projet, se déroulerait dans le contexte de ses activités d'exploitation et d'entretien et se conformerait entièrement à la réglementation des activités d'exploitation et d'entretien des pipelines sous le régime de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Enbridge a signalé que l'emplacement optimal des nouvelles vannes serait déterminé avec soin en fonction du potentiel de réduction du volume et d'autres facteurs, y compris la proximité de zones vulnérables comme des franchissements de cours d'eau, des sources d'eau potable, des secteurs habités et des aires sensibles sur le plan écologique et à d'autres égards. Enbridge a ajouté que ces vannes commandées à distance seraient conçues de telle façon que leur fermeture n'entraînerait pas de surpression dépassant 110 % de la PMS dans le pipeline.

Opinion des participants

Les Citoyens au Courant, Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke, Ville d'Ajax, Municipalité régionale de Durham, Corporation of the Town of Whitby, Corporation of the City of Kingston

Les participants susmentionnés ont affirmé que le nombre actuel de vannes de sectionnement dans la canalisation 9, et en particulier dans les zones à conséquences élevées (p. ex., à proximité d'un cours d'eau), ne suffit pas. Le groupe Les Citoyens au Courant a en outre affirmé qu'il faudrait remplacer les vannes de sectionnement manuelles par des vannes pouvant être commandées à distance.

4.2.3.5 Protection contre les transitoires de pression et la surpression

Opinion d'Enbridge

Enbridge a produit un rapport sommaire d'analyse des transitoires sur le réseau principal qui présente une série de simulations de transitoires réalisées pour le projet afin de déterminer si des sautes de pression causées par des conditions anormales dépasseraient 110 % de la PMS du pipeline et de recommander des mesures d'atténuation.

Le rapport précise que des événements transitoires peuvent causer des sautes de pression dépassant 110 % de la PMS dans la canalisation 9 de Sarnia à Montréal et c'est pourquoi des mesures d'atténuation s'imposent. Enbridge a notamment proposé l'installation :

- d'une vanne de retenue de dérivation et mise à niveau des systèmes de communication à North Westover;
- de vannes de retenue de dérivation aux stations de Hilton et de Cardinal;
- d'un réservoir, de vannes et de canalisations ou d'un système équivalent de protection contre les surpressions à Montréal.

Enbridge a conclu que l'intégration des mesures d'atténuation proposées permettrait à l'infrastructure existante et proposée de la canalisation 9 de Sarnia à Montréal d'accepter les événements transitoires de cette canalisation.

Opinion des participants

Équiterre (coalition)

Accufacts a affirmé dans son rapport que le transport de brut lourd et l'utilisation d'un additif réducteur de frottement pour augmenter la capacité pourraient accroître la probabilité de transitoires de pression dépassant la PMS.

4.2.3.6 Contrôle du pipeline

Opinion d'Enbridge

Enbridge a affirmé que toutes les installations liées au projet seraient surveillées et commandées à partir de son centre de contrôle situé près d'Edmonton (Alberta) et qu'elles seraient exploitées conformément à l'ensemble des exigences réglementaires, des conditions de certificat, des licences et des exigences opérationnelles propres d'Enbridge qui s'appliquent.

En réponse à des demandes de renseignements, Enbridge a déclaré qu'après l'incident de Marshall, elle avait mis à niveau ses installations et augmenté l'effectif affecté aux opérations au centre de contrôle afin d'améliorer ses méthodes de commande des pipelines et les opérations du centre de contrôle, notamment en révisant ses procédures.

Opinion des participants

Équiterre (coalition)

Le rapport Accufacts soutient que l'incapacité du centre de contrôle d'Enbridge de déterminer les vannes de sectionnement à fermer au cours de l'incident de Marshall et de procéder rapidement à leur fermeture démontre que la société a de la difficulté à contrôler ses pipelines.

4.2.3.7 Détection des fuites

Opinion d'Enbridge

Enbridge a assuré qu'elle atteindrait ou surpasserait les exigences de l'Annexe E de la norme CSA Z662-11 qui portent sur le système de détection de fuites (SDF), y compris les exigences du tableau E.1 à l'égard de toutes les catégories d'emplacement (p. ex., catégories 1, 2, 3 et 4). Elle s'est engagée à améliorer continuellement sa stratégie de détection des fuites qui, selon elle, constitue une approche intégrée à volets multiples pour son réseau pipelinier. Enbridge a signalé que sa stratégie comporte cinq grandes méthodes de détection dont chacune comporte un objet, une technologie, des ressources et un calendrier distincts. Elle a ajouté que ses méthodes conjuguées constituent une capacité de détection des fuites complète comportant des redondances : surveillance des contrôleurs au moyen du système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA), systèmes de surveillance computationnelle des pipelines, calculs réguliers du bilan massique de la canalisation, surveillance visuelle (aérienne et terrestre) et rapports et enfin inspection interne acoustique pour détecter les très petites fuites.

Enbridge s'est engagée à installer de nouveaux instruments de détection des fuites à chaque station de pompage et terminal de la canalisation 9 avant l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9B. Elle s'est aussi engagée à intégrer, avant l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9B, des créneaux de calcul à plus long terme dans un système automatisé de surveillance du bilan massique de la canalisation 9 basé sur les mesures de fluides transportés pour des créneaux de calcul d'une journée, d'une semaine et d'un mois. Enbridge a fourni la sensibilité estimative de détection des fuites dans la canalisation 9B pour des créneaux d'alarme basés sur des hypothèses de référence. Afin de valider davantage les estimations fournies au sujet de la sensibilité aux fuites, Enbridge a déclaré que les études techniques détaillées et les études connexes visant la détection des fuites seraient terminées au plus tard le 31 janvier 2014. La société s'est aussi engagée à procéder, après l'entrée en production et en exploitation du réseau, à d'autres essais de service pour valider la sensibilité et la fiabilité réelles du système de surveillance computationnelle de la canalisation 9.

En réponse à des demandes de renseignements portant sur les changements apportés à son SDF à la suite de l'incident de Marshall, Enbridge a confirmé avoir mis sur pied un service chargé des systèmes de commande des pipelines et de détection des fuites, qui a fait doubler le nombre d'employés et d'entrepreneurs affectés à la détection des fuites et au contrôle des pipelines, a amélioré les procédures de détection et d'analyse des fuites, a perfectionné les programmes de formation, a mis à niveau l'instrumentation et a prévu une demande de gestion des séparations de colonne en 2014.

Opinion des participants

Équiterre (coalition), Syndicat national des cultivateurs - Ontario et Ecological Farmers of Ontario, Martin Laplante

Les participants susmentionnés ont affirmé craindre que le système de détection des fuites d'Enbridge ne soit inadéquat. Ils ont invoqué en preuve des incidents survenus par le passé ayant été causés par le réseau du demandeur. Certains d'entre eux ont en outre affirmé que les fuites moins volumineuses qui peuvent échapper au système de détection de fuites d'Enbridge représentent des risques importants pour l'environnement.

4.2.3.8 Inspection et entretien de l'emprise

Opinion d'Enbridge

Enbridge a expliqué que son processus actuel de gestion des mises à nu possibles consiste en des inspections de l'emprise aux deux semaines dans le but d'observer les changements de l'état de la surface sur l'emprise et les terrains adjacents. Pour compléter cette surveillance, Enbridge examine l'épaisseur de la couverture le long de l'emprise et procède à des levés bathymétriques (qui mesurent le profil du fond de l'eau) dans toutes les voies d'eau navigables le long du pipeline. Ces levés supplémentaires permettent de déterminer les endroits où l'épaisseur de la couverture diminue et d'évaluer les mesures de remise en état qui s'imposent. Les endroits jugés exposés sont évalués et, s'il y a lieu, ils sont remis en état immédiatement.

Enbridge a déclaré qu'elle avait établi un cycle de dix ans pour procéder à des inspections de l'épaisseur de la couverture au-dessus de la canalisation 9 et a fourni les résultats de l'inspection de 2008-2009. La société a signalé que si des préoccupations étaient soulevées au sujet de l'épaisseur de la couverture en dehors du cycle prévu d'inspection, elle prendrait les mesures nécessaires pour corriger la situation. Si un problème semble se répéter, Enbridge a déclaré qu'elle enquêterait plus à fond comme l'a démontré l'étude des géorisques lancée dans tout le réseau pipelinier d'Enbridge en 2013 pour vérifier l'épaisseur de la couverture sur les pentes et dans les cours d'eau.

Opinion des participants

Office de protection de la nature de Toronto et de la région

L'Office de protection de la nature de Toronto et de la région a insisté sur l'importance de la surveillance proactive de la mise à nu des pipelines afin d'aider à prévenir les défaillances. Il a donné, comme exemple des lacunes de surveillance de l'emprise d'Enbridge, les mises à nu survenues aux rivières Rouge et Don.

4.2.3.9 Système d'arrêt d'urgence

Opinion d'Enbridge

Dans sa réponse à la demande de renseignements 1.26 de l'Office, Enbridge a soutenu que les stations et les terminaux visés par le projet sont tous dotés de systèmes d'arrêt d'urgence, conformément à l'article 4.14.3.3 de la norme CSA Z662-11. La société a toutefois déclaré que le moteur et le démarreur électriques permettant de configurer les vannes d'isolement aux stations et les vannes d'admission aux terminaux ne sont pas dotés d'une source d'énergie auxiliaire (c.-à-d. d'une autre source d'alimentation). Elle a aussi précisé que cela ne répond pas à l'exigence de l'article 12 du RPT. Enbridge s'est engagée à faire en sorte qu'à la date de mise en service du projet, ses installations sur la canalisation 9 de Sarnia à Montréal soient munies d'une source d'énergie auxiliaire permettant d'isoler les stations et de commander les vannes de dérivation conformément à l'article 12 du RPT et à l'article 4.14.3.3 de la norme CSA Z662-11.

Opinion des participants

Corporation of the City of Mississauga, Ministère de l'Énergie de l'Ontario

Les participants susmentionnés se sont dit préoccupés par la sécurité des stations et des terminaux de la canalisation 9 en ce qui a trait à leur conformité à l'article 12 du RPT et à l'article 4.14.3.3 de la norme CSA Z662-11. Ils ont aussi demandé des renseignements à jour sur l'ordonnance SO-E101-001-2013 qui oblige Enbridge à déposer auprès de l'Office un plan de mesures correctives visant l'installation d'une source d'alimentation auxiliaire capable de faire fonctionner le système d'arrêt d'urgence de toutes les stations de pompage d'Enbridge et d'Enbridge Bakken du ressort de l'Office.

Opinion de l'Office

Conception, codes et normes

L'Office est d'avis que la conception générale des nouvelles installations du projet convient à l'usage auquel le projet est destiné et que les installations seraient construites conformément aux normes généralement acceptées de conception, de construction et d'exploitation, y compris les exigences impératives du RPT et de la norme CSA Z662-11, sans oublier les normes, les guides et les procédures qui y sont mentionnés.

L'Office estime que la sécurité d'exploitation de la canalisation 9 dans les conditions d'exploitation proposées du projet dépend de l'intégrité du pipeline. Ces questions d'intégrité sont abordées à la section 4.3 des présents Motifs. L'Office constate toutefois que même si la canalisation 9 a été construite conformément à une version antérieure de la norme CSA, cela n'empêche son exploitation sécuritaire et ne nécessite pas la construction d'un nouveau pipeline aux fins du projet. La norme applicable de l'Association canadienne de normalisation a été mise à jour périodiquement depuis la construction initiale de la canalisation 9, mais les principes fondamentaux de conception n'ont pas changé au point où le pipeline actuel ne puisse être exploité en toute sécurité dans le contexte d'un programme de gestion de l'intégrité qui est approprié.

La norme CSA Z662-11 exige une évaluation des installations construites en vertu de versions antérieures de la norme afin d'établir qu'elles peuvent toujours être exploitées en toute sécurité dans les conditions actuelles, en particulier si ces conditions ont changé. L'évaluation doit être réalisée conformément à la version la plus récente de la norme.

Construction

L'Office juge suffisants les renseignements produits par Enbridge, étant donné que le projet ne nécessite pas l'ajout de nouveaux terrains permanents aux terrains et à l'emprise actuels d'Enbridge. L'Office a donc imposé la **condition 4** qui oblige Enbridge à déposer un calendrier de construction et des rapports d'étape mensuels afin de faciliter pour l'Office la coordination des activités de vérification de la conformité sur le terrain au cours de la construction. L'Office a aussi imposé les **conditions 9, 10, 11, 15, 16, 17 et 19** qui contiennent des exigences relatives à l'intégrité auxquelles il faut satisfaire avant ou pendant la construction.

Exploitation

L'Office estime qu'il faut tenir compte des effets existants et éventuels de la corrosion, des fissures, des dommages mécaniques et de la gestion de l'intégrité du pipeline dans le calcul d'une PMS sécuritaire.

Effets du brut lourd et du bitume dilué

L'Office prend acte des affirmations d'Enbridge selon lesquelles du brut lourd, notamment du bitume dilué, a été transporté par la canalisation 9 lorsque celle-ci est entrée en service à l'origine dans un sens d'écoulement d'ouest en est, avant l'inversion de 1999. Les constatations découlant de l'étude de la NAS appuient l'opinion suivant laquelle ces produits ne posent pas de risque accru de défaillance dans les pipelines. L'Office estime que ni l'historique d'exploitation de la canalisation 9 ni les caractéristiques chimiques et physiques du brut lourd et du bitume dilué n'appuient les préoccupations soulevées au sujet de la possibilité que le brut lourd, dont le bitume dilué, puisse être plus corrosif. L'Office accepte aussi l'affirmation contenue dans l'étude de la NAS, soit que les enquêtes menées par le National Transportation Safety Board (NTSB) des États-Unis et le Bureau de la sécurité des transports du Canada au cours de la dernière décennie n'ont révélé aucun cas où un lien a pu être établi entre un type particulier de brut lourd ou une caractéristique de transport et la cause des dommages ou de la défaillance (y compris les cycles de pression). L'Office constate que la question de la propagation accrue des fissures causées par les cycles de pression associés aux changements des bruts disponibles soulevée dans le rapport Accufacts n'est pas particulière aux bruts lourds et il estime qu'il est possible de gérer cette menace à l'intégrité au moyen d'un programme de gestion de l'intégrité efficace. Afin de pouvoir étudier le travail effectué par Enbridge pour garantir que les cycles de pression sont gérés comme il se doit dans les nouvelles conditions d'exploitation du projet, l'Office a imposé la **condition 28** pour obliger Enbridge à déposer une évaluation déterministe à jour de la

durée de vie restante, y compris une analyse de l'ensemble des données sur les cycles réels de pression de service.

Effets de l'additif réducteur de frottement

L'Office prend acte des préoccupations de certains participants au sujet de la toxicité possible des additifs réducteurs de frottement en cas de déversement provenant de la canalisation 9 et de l'argument d'Enbridge et de Suncor au sujet de l'utilisation historique sécuritaire de tels additifs. Compte tenu des concentrations d'additif réducteur de frottement qu'Enbridge propose d'injecter dans le produit en circulation, de la toxicité relativement faible de l'additif comparativement aux autres substances contenues dans le pétrole brut et des fiches signalétiques fournies par Enbridge, l'Office estime que l'ajout d'un additif réducteur de frottement n'accroîtrait pas considérablement la toxicité globale d'un déversement. En ce qui a trait aux préoccupations liées à l'additif réducteur de frottement et aux pointes de pression dans le pipeline, l'Office estime que les moyens proposés par Enbridge, qui conjuguent le contrôle du pipeline, la protection contre les pointes de pression et les mesures d'atténuation des surpressions, suffiraient pour prévenir les pointes de pression associées à l'utilisation d'un additif réducteur de frottement.

Vannes de sectionnement

L'Office estime que les vannes de sectionnement constituent un élément important des installations, qui améliore l'exploitation sécuritaire d'un pipeline. Lorsqu'elles sont situées aux bons endroits et entretenues et exploitées comme il se doit, ces vannes peuvent réduire considérablement les volumes rejetés en cas de déversement. Des participants ont soulevé des préoccupations au sujet de la capacité de la configuration actuelle des vannes de protéger adéquatement les zones sujettes à de graves conséquences, y compris les prises d'eau potable. L'Office reconnaît cette préoccupation et constate de plus que l'augmentation du débit qui découlerait de l'accroissement de la capacité de la canalisation pourrait nécessiter l'ajout de nouvelles vannes afin de maintenir le niveau actuel du volume initial rejeté en cas de déversement. Il constate également qu'Enbridge a déclaré qu'elle est en train d'évaluer l'emplacement de ses vannes de la canalisation 9. L'Office a imposé la **condition 16** qui oblige Enbridge à prouver que le nouveau système de vannes de la canalisation 9 (installé avant l'autorisation de mise en service) atteint ou dépasse les exigences de l'article 4.4 de la norme CSA Z662-11, qui a trait à l'emplacement et à l'espacement des vannes et à soumettre les résultats de son étude sur le positionnement intelligent des vannes. Cette condition oblige également Enbridge à démontrer et à expliquer pourquoi elle est d'avis que le volume maximal d'un déversement entre vannes est aussi faible que possible, de façon à prévenir des volumes de déversement qui représentent un risque important pour le public ou l'environnement, ce qui inclut l'effet de l'utilisation de vannes manuelles au lieu de vannes commandées à distance.

L'Office rappelle à Enbridge que le respect de cette condition repose sur la conformité à l'article 4.4.8 de la norme CSA Z662-11, qui prévoit la mise en place de vannes des deux

côtés de tous les principaux points de franchissement de cours d'eau. Dans les documents qu'elle déposera pour satisfaire à la **condition 16**, Enbridge devra démontrer comment elle a répondu à cette exigence le long de la canalisation 9 et décrire notamment les critères qu'elle a appliqués pour déterminer les principaux points de franchissement de cours d'eau en accordant une attention particulière à la note 2 de l'article 4.4.8 de la norme CSA Z662-11 selon laquelle les principaux points de franchissement de cours d'eau s'entendent d'un point de franchissement de cours d'eau qui, en cas de déversement incontrôlable de produit, pose un risque important pour le public ou l'environnement.

Mesures de limitation des surpressions

Le rapport sur les transitoires de pression produit par Enbridge indique qu'après la mise en place des mesures proposées de limitation des surpressions, les diverses pressions de service du pipeline ne dépasseraient pas 110 % de la PMS. L'Office est d'avis que la mise en place des mesures proposées d'atténuation permettrait de gérer sans danger l'incidence des transitoires de pression. Il estime que le transport de brut lourd et l'utilisation d'un additif réducteur de frottement n'auraient pas d'effet sur les mesures d'atténuation.

Centre de contrôle

Les préoccupations des participants en ce qui a trait à l'incident de Marshall portent principalement sur les constatations du rapport du NTSB, soit que la réponse du centre de contrôle d'Enbridge à l'incident était inadéquate. L'Office prend acte de ces préoccupations et constate les changements qu'Enbridge a apportés aux opérations depuis l'incident. Il reconnaît en outre les exigences prévues dans le décret de sécurité SO-E101-003-2013 qu'il a publié à l'égard de l'activité de vérification de la conformité réalisée dans le contexte de l'inspection et de l'examen de la salle de contrôle d'Edmonton d'Enbridge, qui oblige la société à mettre en œuvre des améliorations semblables et supplémentaires à celles qui sont recommandées dans le rapport du NTSB. Compte tenu de ces changements, l'Office juge que les systèmes de contrôle du pipeline sont suffisants pour assurer l'exploitation sécuritaire continue de la canalisation 9. Il fait observer que les changements apportés par Enbridge aux opérations de son centre de contrôle sont visés par les activités continues de vérification de la conformité qu'il mène et qu'il continue d'évaluer la mise en œuvre et l'efficacité des plans d'Enbridge.

Système de détection des fuites

Enbridge a déclaré qu'elle atteindrait ou dépasserait les exigences de l'annexe E de la norme CSA Z662-11, y compris celles du tableau E.1 visant toutes les catégories d'emplacement (p. ex., catégories 1, 2, 3 et 4) et qu'elle a modifié son SDF depuis l'incident de Marshall. L'Office constate qu'une version mise à jour de l'annexe E a été publiée le 13 septembre 2013. Afin de pouvoir s'assurer que les mises à jour nécessaires du SDF sont terminées avant l'inversion, l'Office a imposé la **condition 12** pour obliger Enbridge à déposer le manuel à jour relativement à son SDF, qui doit atteindre ou

dépasser les lignes directrices de l'annexe E nouvellement publiée. L'Office observe en outre qu'Enbridge appuie la condition proposée par la Ville de Toronto, soit que la société devrait déposer les résultats de l'étude sur le SDF dans les 30 jours suivant l'autorisation de mise en service. La **condition 22** oblige Enbridge à soumettre les résultats de son étude de sensibilité de la détection des fuites pour la canalisation 9 dans les 30 jours suivant la mise en service du projet. Compte tenu des engagements d'Enbridge signalés auparavant (y compris l'installation de nouveaux instruments de détection des fuites à chaque station de pompage et terminal de la canalisation 9, l'exécution périodique d'inspections internes acoustiques pour détecter les fuites très limitées, les inspections visuelles aériennes et au sol effectuées à intervalles périodiques et l'amélioration continue de sa stratégie de détection des fuites) et des conditions imposées au moyen de l'ordonnance XO-E101-003-2014, l'Office estime que le SDF de la canalisation 9 d'Enbridge sera adéquat.

Inspection et entretien de l'emprise

L'Office estime que le programme actuel d'Enbridge qui consiste à effectuer, toutes les deux semaines, des inspections de l'emprise suffit pour réagir rapidement aux préoccupations liées à l'épaisseur de la couverture et à la mise à nu du pipeline et qu'il satisfait à la norme CSA Z662-11. Compte tenu des récentes mises à nu de la canalisation 9 aux rivières Rouge et Don, l'Office prend acte des préoccupations des participants en ce qui a trait au besoin d'une surveillance plus proactive des mises à nu, en particulier aux endroits qui présentent un géorisque accru comme les points de franchissement de cours d'eau. Enbridge a déclaré avoir effectué en 2013 une étude des géorisques portant sur les pentes et les cours d'eau. L'Office a imposé la **condition 17** qui oblige Enbridge à soumettre les résultats et les mesures d'atténuation proposées qui découlent de son étude des géorisques de 2013 relativement à la canalisation 9 pour confirmer que les endroits qui présentent un géorisque accru sont gérés de façon appropriée. La section 6.2.6.2 des présents Motifs présente une analyse plus poussée des franchissements de cours d'eau.

Système d'arrêt d'urgence

L'Office prend acte de l'engagement d'Enbridge de faire en sorte qu'à la date de mise en service du projet, toutes les installations de la canalisation 9 de Sarnia à Montréal soient dotées d'une source d'énergie auxiliaire adéquate, conformément à l'article 12 du RPT et à l'article 4.14.3.3 de la norme CSA Z662-11. L'Office signale qu'il surveille de près le processus continu suivi par Enbridge pour se conformer aux exigences prévues au décret de sécurité SO-E101-001-2013. Il a imposé la **condition 15** qui oblige Enbridge à confirmer, au moins 30 jours avant de demander l'autorisation de mise en service, que les systèmes d'arrêt d'urgence de chaque installation de Sarnia à Montréal sont conformes au RPT.

Conclusion

Compte tenu des conditions qu'il a imposées, l'Office estime que la canalisation 9 peut continuer d'être exploitée en toute sécurité après la mise en œuvre du projet étant donné les facteurs précisés relativement à la conception, à la construction et à l'exploitation. L'Office répète que la section sur l'intégrité des pipelines qui suit éclaire et appuie aussi ses opinions. Enfin, l'information qu'Enbridge doit produire conformément à la présente section ou aux conditions mentionnées dans celle-ci sera aussi mise, sur demande, à la disposition des propriétaires fonciers (y compris les municipalités) et des groupes autochtones touchés, ainsi que des offices de protection de la nature, conformément à la directive énoncée par l'Office dans la section 3.2.1 des présents Motifs.

4.3 Intégrité du pipeline

4.3.1 Programme de gestion de l'intégrité

Un système de gestion comme celui qu'exige le RPT constitue en général un cadre de processus et de procédures suivis par une organisation pour atteindre ses objectifs. Il comporte normalement des obligations de rendre compte, des procédures d'exécution de tâches et des outils d'audit et d'amélioration continue. Les programmes de gestion de l'intégrité font partie du système global de gestion d'une entreprise ou d'une série de programmes autonomes. Tout programme de gestion de l'intégrité vise principalement à prévenir les fuites et les ruptures causées par la détérioration du pipeline.

Opinion d'Enbridge

Enbridge a fait valoir qu'au fil de ses longues années d'exploitation de milliers de kilomètres de pipeline, elle s'était constitué un solide dossier en matière de sécurité et de fiabilité. La société a ajouté qu'elle construit et entretient son réseau pipelinier pour qu'il dure longtemps et qu'elle applique un programme de gestion de l'intégrité complet comportant des outils d'inspection interne perfectionnés et qui assure l'inspection et l'entretien de ses pipelines et leur exploitation sécuritaire pendant toute leur durée utile.

Enbridge a présenté une évaluation technique relative au projet qui décrit en détail le programme de gestion de l'intégrité propre à la canalisation 9B. Dans l'évaluation technique de cette canalisation, Enbridge a affirmé qu'un examen de l'évaluation technique de la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 a confirmé que, compte tenu de l'accroissement de la capacité annuelle et du type de brut transporté par la canalisation 9A à la suite du projet, cette canalisation peut être exploitée en toute sécurité et fiabilité conformément aux paramètres d'exploitation proposés pour le projet.

Enbridge a ajouté que l'évaluation technique de la canalisation 9B reposait sur les passages de l'outil d'inspection interne effectués avant 2012 entre North Westover et Montréal. La société a déclaré que dans le cas des caractéristiques de dégradation du métal, elle a intégré les résultats d'une mesure de l'épaisseur de la paroi par ultrasons effectuée par un appareil de contrôle des fuites de flux magnétique afin d'assurer une couverture plus étendue, y compris des piqûres de

corrosion de faible diamètre, de réduire les faux négatifs et de ramener au minimum la probabilité de rater des défauts presque critiques. Enbridge a inspecté tous les tronçons de pipeline pour y repérer des caractéristiques liées aux fissures au moyen d'un appareil de détection des fissures par ultrasons.

Enbridge a indiqué qu'il y avait au total 206 anomalies non déclarées, dont 193 s'apparentant à des fissures et 13 colonies de fissuration par corrosion sous contrainte dont la longueur et la profondeur mesurées sur le terrain dépassaient le seuil de déclaration de l'outil (c.-à-d. dont la profondeur atteignait 1 mm sur toute la longueur de 60 mm) et ont donc été classées comme de faux négatifs. Enbridge a signalé que la pression de défaillance prévue la plus faible des 193 anomalies s'apparentant à des fissures faussement négatives équivalait à 125 % de la PMS approuvée par l'Office et que la durée utile restante la plus courte atteignait 36 ans. La pression de défaillance prévue la plus faible pour les 13 anomalies faussement négatives équivalait à 140 % de la PMS approuvée par l'Office tandis que la durée utile restante la plus courte s'établissait à 69 ans. Enbridge a affirmé qu'aucun de ces faux négatifs ne représentait une menace immédiate à l'intégrité du pipeline et qu'il était donc possible de les gérer en améliorant la détection des anomalies par les outils d'inspection interne, les inspections internes subséquentes et la remise en état du pipeline.

Enbridge a aussi affirmé, dans la version révisée de l'évaluation des risques liés au pipeline qu'elle a effectuée pour le projet, que le volet accroissement de la capacité de la canalisation 9 prévu au projet entraînerait une augmentation de 95,2 m³ du volume initial calculé d'un déversement. L'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9B entraînerait en outre des augmentations mineures du risque pour l'exploitation du pipeline du côté vidange de certaines stations de pompage (North Westover, Hilton, Cardinal et Terrebonne) et des réductions mineures du risque pour l'exploitation du pipeline du côté aspiration de certaines stations de pompage (Hilton, Cardinal, Terrebonne et Montréal). L'évaluation qualitative du risque global lié au projet effectuée par Enbridge a abouti à une augmentation du risque évalué pour quelque 2,2 % du pipeline, ce qui correspond à un risque plus élevé dans le cas de 60 (305 m chacun) des 2 730 tronçons évalués. Enbridge a affirmé que ses stratégies actuelles de contrôle et d'atténuation des risques gèrent efficacement les risques en question. Elle a déclaré qu'après l'incident de Marshall, elle a modifié son programme de gestion de l'intégrité et notamment augmenté les fonds consacrés à la gestion de l'intégrité, accru les inspections internes et les excavations et attaché une importance renouvelée à la sécurité de l'ensemble de son réseau.

Opinion des participants

Équiterre (coalition), Ville de Toronto, DurhamCLEAR, Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke, Beverly Dahmer et Brenda Free, Jennifer Mills

Les participants susmentionnés ont affirmé qu'Enbridge n'avait pas adopté dans son programme de gestion de l'intégrité les recommandations contenues dans le rapport du NTSB au sujet de l'incident de Marshall. Le rapport Accufacts contenait en outre des préoccupations liées au fait qu'Enbridge s'en remet à des outils d'inspection interne dans son programme de gestion de l'intégrité.

L'évaluation des risques associés au projet effectuée par Enbridge préoccupe aussi certains participants. Le Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke a déclaré que l'analyse de l'évaluation des risques ne quantifie pas le niveau du risque accru, mais produit plutôt une augmentation ou une diminution qualitative du risque.

4.3.2 Corrosion et dégradation du métal

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré avoir contre la corrosion externe sur la canalisation 9 en appliquant une couche externe de ruban de polyéthylène au cours de la construction et un système de protection cathodique exploité et entretenu selon ses propres normes et celles de l'industrie. En réponse à des demandes de renseignements portant sur le ruban de polyéthylène, Enbridge a reconnu que le contrôle de la corrosion par protection cathodique sur des pipelines enrubannés de polyéthylène lorsqu'il y a eu décollement peut être problématique. Enbridge a déclaré compter principalement sur son programme de gestion de l'intégrité pour gérer cette menace. La société a ajouté que son programme de gestion de l'intégrité avait produit plus de stratégies intégrées et efficaces de gestion de la corrosion qu'il aurait été possible d'en produire par l'application du système de protection cathodique seulement. Elle a aussi affirmé dans son évaluation technique de la canalisation 9B que ces stratégies comprennent les éléments suivants :

- des inspections annuelles de l'interface conduite-sol pour déterminer l'état du système de protection cathodique, évaluer le niveau global de protection et tout secteur produisant des mesures de faible potentiel faisant habituellement l'objet d'une enquête plus poussée à intervalles rapprochés;
- des inspections mensuelles des paramètres des redresseurs pour se conformer à la norme CSA Z662-11 et à la pratique recommandée OCC-1-2005 de l'ACG sur le contrôle de la corrosion externe des gazoducs métalliques enfouis ou submergés;
- un programme de télésurveillance mis en place pour la canalisation 9 qui permet de consulter en continu l'état des redresseurs par communication cellulaire ou satellite;
- un programme de gestion des croisements entubés qui permet de surveiller les 208 croisements entubés identifiés qui sont installés afin d'assurer la protection mécanique aux traversées de routes et de voies ferrées entre North Westover et Montréal.

Enbridge a déclaré qu'elle évalue les niveaux de protection du système de protection cathodique principalement en fonction des critères de la National Association of Corrosion Engineers prévus dans le document SP-0169-2007 sur le contrôle de la corrosion externe des réseaux de pipelines métalliques enfouis ou submergés. Elle a ajouté qu'elle utilisait depuis peu une technologie à coupons pour valider le rendement du système de protection cathodique et qu'elle est en train d'étendre cette approche dans le cadre d'un programme intégré d'installation de coupons.

Enbridge a soutenu que compte tenu des analyses effectuées et résumées dans son évaluation technique de la canalisation 9B, elle tient compte adéquatement de la menace de dégradation du métal, qui ne devrait pas empêcher l'inversion proposée de l'écoulement. Selon elle, l'ajout de produits de brut lourd et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 ne devraient pas avoir

d'incidence négative et il devrait être possible de gérer tout effet accessoire sur l'intégrité du pipeline attribuable à la dégradation du métal en fonction du programme de gestion de l'intégrité en vigueur. Enbridge a déclaré avoir terminé en 2012 les inspections internes portant sur la dégradation du métal de la canalisation 9B, dont elle analyse actuellement les résultats, et que d'autres évaluations de la canalisation incluraient les dernières données tirées des inspections internes.

Opinion des participants

David Carson, Derek Leahy, Shira Biner, Martin Laplante

Un certain nombre de participants ont exprimé des préoccupations au sujet de l'enrubannage au polyéthylène utilisé sur la canalisation 9, de la possibilité de décollement et de plissage favorisant la corrosion. Des participants ont aussi soutenu que le transport de brut lourd, et en particulier de bitume dilué, augmenterait la probabilité de corrosion interne.

4.3.3 Fissuration

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré que compte tenu de son évaluation technique de la canalisation 9B, les inspections de détection des fissures réalisées en 2004, 2005 et 2006 n'ont pas signalé d'anomalie qui pourrait constituer une menace immédiate à l'intégrité à cause des pressions de service actuellement réduites.

La société a ajouté qu'en effectuant ces inspections de détection des fissures, elle avait excavé et réparé toutes les anomalies dont la pression de défaillance estimative était inférieure à 125 % de la PMS en se fondant sur des hypothèses basées sur les éléments suivants :

- valeur de résilience Charpy V de 20 livres-pieds;
- épaisseur de la paroi indiquée par l'outil de détection des fissures UltraScan^{MC} de GE;
- profondeur de l'anomalie à la limite supérieure de la profondeur indiquée ou à la profondeur de profil maximale (demandée à GE) dans certains cas.

Enbridge a toutefois signalé que depuis ces passes d'outils et les travaux d'excavation qui ont suivi, elle a modifié ses critères d'acceptation et les hypothèses de base utilisées pour évaluer le caractère acceptable d'une anomalie. Enbridge a fourni les hypothèses suivantes qu'elle utilise maintenant comme intrant dans le logiciel CorLAS^{MC} pour calculer les pressions de défaillance prévues des anomalies signalées :

- profil des défauts considéré comme profil rectangulaire;
- épaisseur de la paroi étant la moindre de l'épaisseur de paroi théorique ou de l'épaisseur de paroi mesurée au moyen de l'outil d'inspection interne servant à mesurer l'épaisseur de la paroi par ultrasons;
- limite d'élasticité théorique de 359 MPa pour les canalisations de nuance 359 MPa;

- résistance à la traction théorique de 455 MPa pour les canalisations de nuance 359 MPa;
- résistance d'écoulement équivalant à la limite d'élasticité majorée de 68,9 MPa;
- valeur de résilience Charpy V de 15 livres-pieds;
- profondeur de la défaillance à la limite supérieure de la profondeur déclarée donnée;
- longueur de la défaillance équivalant à la longueur déclarée totale de l'anomalie.

Enbridge a signalé que compte tenu de ces hypothèses de départ, elle excave et répare actuellement toutes les anomalies dont la pression de défaillance est estimée à moins de 125 % de la PMS. Elle a ajouté que ces critères d'acceptation en vigueur aident à choisir les anomalies analogues à des fissures de façon plus précise et plus prudente et ont produit des résultats fructueux depuis leur mise en œuvre. Elle a aussi déclaré qu'elle est en train d'inspecter la canalisation 9B entre North Westover et Montréal. Elle s'est engagée à excaver et à réparer toutes les anomalies dépassant les critères d'acceptation en vigueur pour la canalisation 9, avant l'inversion proposée du sens d'écoulement et le rétablissement des pressions de service normales.

Enbridge a conclu que l'inversion du sens d'écoulement, l'accroissement du débit et le transport de brut lourd n'obligeraient pas à modifier sa façon d'élaborer ou d'appliquer le programme en vigueur de gestion des fissures.

Opinion des participants

Équiterre (coalition), Beverly Dahmer et Brenda Free, Derek Leahy

Des participants ont affirmé qu'à cause de la fissuration et de la fissuration par corrosion sous contrainte observées sur la canalisation 9, le pipeline est vulnérable aux ruptures, d'autant plus que les conditions d'exploitation seront modifiées.

Citant le rapport Accufacts, Équiterre a affirmé que les outils d'inspection interne qu'Enbridge utilise pour détecter les fissures comportent des erreurs systématiques non conservatrices dont l'évaluation technique de la canalisation 9B n'a pas tenu compte. Le rapport Accufacts indique en outre qu'on a exagéré la capacité des outils d'inspection interne à détecter les fissures de façon à déterminer la fissuration par corrosion sous contrainte de façon fiable. Il renvoie aussi aux recommandations contenues dans le rapport du NTSB au sujet de l'interaction entre les menaces à l'intégrité pour affirmer qu'Enbridge n'a pas tenu compte des menaces interactives associées à la corrosion et à la fissuration de façon vraiment prudente, notamment en utilisant un facteur de sécurité comme l'a recommandé le NTSB dans son rapport. Pour les raisons mentionnées dans le rapport Accufacts, Équiterre soutient qu'Enbridge compte trop sur les inspections internes pour détecter les fissures.

4.3.4 Dommages mécaniques

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré qu'elle applique de façon universelle dans tout son réseau de pipelines les processus et les procédures inclus dans le programme de gestion des dommages mécaniques et elle a ajouté qu'elle les applique à l'ensemble de son réseau sans égard à la PMS ni au profil de pression de service d'un pipeline en particulier. Elle a affirmé que l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9B n'obligerait donc pas à modifier la gestion des dommages mécaniques.

Enbridge a aussi affirmé que l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9B aurait un effet minime sur ses caractéristiques géométriques actuelles.

Opinion des participants

Office de protection de la nature de Toronto et de la région, Beverly Dahmer et Brenda Free

Les participants susmentionnés ont énoncé des préoccupations au sujet du risque d'endommagement mécanique du gazoduc. Ils ont recommandé que des études sur l'épaisseur de la couverture soient effectuées et que les secteurs préoccupants soient remis en état de manière proactive.

4.3.5 Gestion des géorisques

Opinion d'Enbridge

Enbridge a affirmé qu'elle continuerait de surveiller les géorisques, de les évaluer et de prendre des mesures correctives au besoin. Elle a ajouté que l'inversion du sens d'écoulement n'a pas d'effet sur leur gestion parce que les conditions d'exploitation n'ont à peu près pas d'effet sur les géorisques de la canalisation 9. Elle a précisé qu'elle inspecte périodiquement la canalisation 9 pour évaluer les défauts qui peuvent faire leur apparition à la suite de l'exploitation du pipeline ou à cause de facteurs externes comme des activités industrielles ou des phénomènes environnementaux.

Opinion des participants

Louissette Lanteigne, Sarah Harmer

Des participants ont exprimé des préoccupations au sujet de la capacité de la canalisation 9 de résister à une charge découlant de géorisques. Ils ont en outre affirmé qu'Enbridge n'avait pas pris de précautions suffisantes au sujet du dynamitage associé à la carrière Elginburg au poteau militaire 2064.

4.3.6 Essais sous pression hydrostatique (essais hydrostatiques)

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré que les essais hydrostatiques effectués sont l'une des techniques de vérification de l'intégrité d'un pipeline qu'elle utilise dans le contexte d'un programme de gestion de l'intégrité intégré. La société a ajouté qu'elle continue d'évaluer les effets favorables et défavorables des essais hydrostatiques. En ce qui concerne le projet, Enbridge a déclaré que son évaluation inclurait toutes les données antérieures du programme de gestion de l'intégrité, les récents rapports d'inspection interne et les résultats du programme en cours de fouilles exploratoires.

Enbridge a affirmé que les essais hydrostatiques ne constituent pas la principale méthode utilisée par les exploitants de pipelines, qui peuvent utiliser des outils d'inspection interne à haute résolution pour vérifier l'intégrité des canalisations. La société a ajouté que les essais hydrostatiques ne font que confirmer à un moment précis que les dimensions des défauts qui persistent n'atteignent pas une taille critique et ne garantissent pas qu'il n'y aura pas de défaillance de la canalisation à l'avenir.

Enbridge a signalé qu'il faudrait tenir compte des effets négatifs des essais hydrostatiques, y compris de la possibilité de causer ou de propager des fissures qui ne présentent pas de défaillance pendant l'essai, mais qui peuvent continuer de se propager pendant l'exploitation après les essais hydrostatiques. Elle a déclaré que les essais hydrostatiques qui entraînent la propagation de fissures iraient à l'encontre des efforts qu'elle déploie pour éliminer les défaillances du pipeline.

Opinion des participants

Équiterre (coalition), Corporation of the City of Kingston, Rising Tide Toronto

Les participants susmentionnés ont exprimé des préoccupations au sujet de l'efficacité des passes de l'outil d'inspection interne effectuées par Enbridge. Au cours de sa plaidoirie finale orale, Rising Tide Toronto a soulevé des questions au sujet du total de 206 anomalies non déclarées (c.-à-d. les faux négatifs), soit 193 anomalies assimilées à des fissures et 13 colonies de fissuration par corrosion sous contrainte qu'Enbridge a déclarées dans l'évaluation technique de la canalisation 9B. Des participants ont en outre indiqué qu'il faudrait obliger Enbridge à procéder à des essais hydrostatiques sur toute la canalisation 9 avant d'inverser le sens d'écoulement et d'accroître la capacité.

Dans son rapport, Accufacts a déclaré qu'Enbridge compte trop sur les résultats de ses inspections internes au sujet de la fissuration et que les affirmations de la société au sujet des dommages que pourraient causer les essais hydrostatiques sont sans fondement technique. C'est pourquoi Accufacts recommande aussi dans son rapport qu'Enbridge soumettre la canalisation 9 à des essais hydrostatiques avant l'inversion du sens d'écoulement.

4.3.7 Examen indépendant par une tierce partie de l'évaluation technique à jour

Opinion des participants

Ministère de l'Énergie de l'Ontario, Ontario Pipeline Landowners Association

Le ministère de l'Énergie de l'Ontario et l'Ontario Pipeline Landowners Association ont tous deux demandé qu'une tierce partie indépendante qui possède le savoir-faire nécessaire revoie l'évaluation technique à jour du pipeline qui est prévue à la **condition 9**, y compris l'évaluation des risques, et que l'Office tienne compte des résultats de cet examen avant de décider d'approuver ou non le projet. Le ministère a appuyé cette approche en partie parce qu'Enbridge a procédé, au cours de l'audience, à une révision de l'analyse des risques liés au pipeline qui a produit une valeur plus élevée en ce qui concerne l'augmentation possible des risques associés au projet (valeur qui est passée de 0,9 % à 2,2 %).

Réplique d'Enbridge

En ce qui concerne les essais hydrostatiques de la canalisation 9, Enbridge a déposé un document intitulé *The Benefits and Limitations of Hydrostatic Testing* de John Kiefner et Willard Maxey, ingénieurs-conseils du pipeline. Dans leur communication, les auteurs affirment que dans le cas d'un nouveau pipeline, il convient de procéder à des essais hydrostatiques jusqu'à au moins 100 % de limite élastique minimale spécifiée au point le plus élevé du tronçon soumis à l'essai. Ils soulèvent toutefois des préoccupations en ce qui concerne les essais hydrostatiques sur des pipelines existants, y compris le temps d'arrêt au cours de l'essai, la localisation et l'élimination sécuritaire du volume d'eau (considérée comme matière dangereuse) nécessaire pour effectuer l'essai et la contamination possible de l'environnement en cas de fuite durant l'essai. Kiefner et Maxey soutiennent que l'inspection interne constitue souvent un meilleur moyen de repérer des anomalies comme la dégradation du métal causée par la corrosion et des anomalies dans les joints soudés par résistance électrique. Ils ajoutent que la possibilité d'inversion de la pression dans les pipelines existants comportant des défauts, qui pourrait avoir un effet sur la fiabilité de la marge de sécurité démontrée par les essais hydrostatiques, les préoccupe aussi. Ils indiquent que si des outils d'inspection interne permettent de trouver de façon fiable des défauts attribuables au temps, il est habituellement préférable d'utiliser ces outils plutôt que d'effectuer des essais hydrostatiques.

Dans les éléments de preuve qu'elle a déposés en réponse, Enbridge a aussi décrit les inspections internes auxquelles elle a soumis tout le tronçon de la canalisation 9B entre juillet 2012 et mars 2013. La société a déclaré que ces inspections ont été effectuées au moyen d'un outil d'inspection muni d'un compas d'épaisseur pour mesurer les bombements et les bossures, d'un outil de détection des fuites de flux magnétique pour détecter la corrosion interne et externe et d'autres formes de dégradation du métal, d'un outil de détection des fissures à ultrasons pour inspecter les fissures longitudinales, d'un outil de contrôle des soudures à ultrasons pour inspecter la corrosion et la dégradation du métal (en plus de l'inspection visant à détecter les fuites de flux magnétique) et d'un outil de détection magnétique des défaillances axiales pour contrôler la corrosion et la dégradation du métal (en plus des inspections de contrôle des fuites de flux

magnétique et de contrôle des soudures à ultrasons). Enbridge a ajouté que cette combinaison d'outils d'inspection interne permet d'intégrer et de comparer des données tirées de l'application de technologies différentes et assure une compréhension approfondie de l'état du pipeline.

Enbridge est aussi préoccupée par l'intervention de participants qui souhaitent soumettre l'évaluation technique à jour proposée par la **condition 9** à un examen effectué par une tierce partie indépendante. Enbridge a affirmé que cet examen est inutile, inapproprié, qu'il ne faut pas l'imposer et que l'Office constitue la tierce partie indépendante spécialisée la plus compétente.

Opinion de l'Office

Programme de gestion de l'intégrité

Enbridge a terminé l'évaluation technique de la canalisation 9B conformément à la norme CSA Z662-11 et a conclu qu'à la suite de la mise en œuvre du projet, le pipeline peut continuer d'être exploité d'une manière sécuritaire et fiable. L'Office constate qu'Enbridge est parvenue à cette conclusion en s'appuyant en partie sur l'engagement qu'elle a pris dans le contexte de l'évaluation technique de la canalisation 9B d'effectuer à l'avenir certaines tâches liées à l'intégrité sur la canalisation 9 de North Westover à Montréal, mais avant la mise en service du projet. Ce travail relatif à l'intégrité inclut les activités suivantes : réaliser un programme intégré d'inspection interne qui vise la dégradation du métal, la fissuration et les anomalies géotechniques entre North Westover et Montréal, évaluer les résultats du programme d'inspection interne et réévaluer l'intégrité du pipeline en fonction des données tirées de l'inspection de 2012-2013, déterminer les activités de remise en état du pipeline qui s'imposent afin d'en maintenir l'intégrité, exécuter les travaux d'excavation et de remise en état du pipeline nécessaires pour en maintenir l'intégrité et pour observer les paramètres opérationnels obligatoires, conformément au programme de gestion de l'intégrité d'Enbridge.

En ce qui concerne l'évaluation des risques liés au pipeline, l'Office constate que la canalisation 9 est un pipeline existant qui a été géré conformément au programme de gestion de l'intégrité d'Enbridge et à la surveillance réglementaire assurée par l'Office et que les incidents ont été rares. L'Office reconnaît les préoccupations des participants au sujet de l'augmentation qualitative du risque le long du pipeline, qui a été évaluée à 2,2 %. Comme Enbridge continuerait d'exploiter le pipeline avec les PMS qui sont approuvées depuis 1999, l'Office estime toutefois que les stratégies de contrôle et d'atténuation des risques qu'Enbridge suit ou s'est engagée à suivre devraient lui permettre de gérer ces risques efficacement. L'Office estime en outre que les engagements pris par Enbridge au sujet de l'intégrité du pipeline constituent un engagement important sur le plan des travaux relatifs à l'intégrité, comme la société l'a décrit ci-dessus dans sa réplique, qui augmenterait considérablement les données et l'analyse qui ont contribué à l'évaluation technique de la canalisation 9B effectuée par Enbridge à l'appui du projet.

L'Office rejette la demande de dérogation à l'autorisation de mise en service conformément à l'article 47 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et a imposé la **condition 9**, qui oblige Enbridge à exécuter tous les travaux qu'elle s'est engagée à faire

et à soumettre une évaluation technique à jour avant la mise en service. L'évaluation technique à jour doit inclure les résultats des travaux relatifs à l'intégrité qu'Enbridge s'est engagée à effectuer pour la canalisation 9 de North Westover à Montréal et aussi le travail découlant de la condition 13 de l'ordonnance XO-E101-010-2012 de la première étape du projet d'inversion de l'écoulement de la canalisation 9 qui obligeait Enbridge à terminer les inspections internes et les réparations dans les 18 mois suivant l'entrée en service de la canalisation 9 de Sarnia à North Westover.

L'Office s'attend à ce que l'évaluation technique à jour dissipe les préoccupations soulevées dans le rapport Accufacts, y compris les défauts coïncidents, la prudence dans le choix des outils et la pertinence des coefficients de propagation des fissures. Il reconnaît que le rapport Accufacts soulève des questions valables sur le programme de gestion de l'intégrité antérieur d'Enbridge. L'Office accepte les constatations du rapport Accufacts, soit que les outils d'inspection interne mis au point plus récemment obligent à effectuer davantage de fouilles de vérification et que même lorsque ces outils fonctionnent correctement, l'exploitant, du pipeline doit intégrer des évaluations techniques appropriées. L'Office estime qu'avec les 600 excavations et plus qu'Enbridge a prévu effectuer dans le cas de la canalisation 9 et la condition l'obligeant à déposer son évaluation technique à jour avant l'autorisation de mise en service, Enbridge a l'occasion d'effectuer suffisamment d'évaluations et de vérifications de ses outils d'inspection interne avant la mise en service. L'Office lui permettra toutefois de terminer le vaste éventail d'activités prévues à l'égard de l'intégrité que la société a proposées et s'est engagée à effectuer et il tiendra ensuite compte des résultats de l'évaluation technique à jour avant de déterminer si d'autres mesures ou essais s'imposent.

Se fondant sur les résultats de l'évaluation technique à jour, l'Office a imposé la **condition 10** qui oblige Enbridge à confirmer que les réparations des anomalies critiques de la canalisation 9 nécessaires ont été effectuées pour en assurer le fonctionnement sécuritaire dans les conditions d'exploitation proposées du projet. Enbridge doit corriger toutes les anomalies présentes dans les tronçons du pipeline entre Sarnia et Montréal qui répondent aux critères de la norme CSA Z662-11 régissant les réparations et aux critères propres d'Enbridge en matière d'excavation et de réparation (qui doivent atteindre ou surpasser les exigences de la norme CSA Z662-11). Enbridge doit aussi corriger toutes les anomalies dont le facteur de sécurité n'atteint pas 125 % de la PMS. L'Office a de plus imposé la **condition 19** et la **condition 27** qui obligent Enbridge à fournir des plans à long terme d'amélioration de l'intégrité dans le cas des menaces non critiques qui ne satisfont pas actuellement à la norme CSA Z662-11 et aux critères d'Enbridge régissant les réparations.

L'Office estime que les activités décrites ci-dessus qu'Enbridge prévoit réaliser sur le plan de l'intégrité constituent une façon efficace d'aborder d'autres préoccupations relatives à l'intégrité soulevées par les participants. Si les menaces à l'intégrité, comme le décollement de l'enrubannage de polyéthylène ou une activité industrielle à proximité (comme le dynamitage non loin de l'emprise de la canalisation 9), entraînent une détérioration de l'intégrité du pipeline, les résultats de l'inspection interne de 2012-2013

devraient permettre à Enbridge d'enquêter sur les aspects critiques et d'effectuer les réparations qui s'imposent.

L'Office prend acte des préoccupations soulevées par les participants au sujet de l'incident de Marshall et des recommandations contenues dans le rapport correspondant du NTSB. L'Office signale en outre les exigences de son décret de sécurité SO-E101-003-2013 qui ont trait aux activités de vérification de la conformité menées dans le contexte de l'inspection et de l'examen de la salle de contrôle d'Enbridge à Edmonton et qui obligent celle-ci à apporter des améliorations semblables et supplémentaires à celles que recommande le NTSB dans son rapport. Compte tenu de ces changements, l'Office estime que le programme de gestion de l'intégrité d'Enbridge suffit pour assurer le fonctionnement sécuritaire continu de la canalisation 9. L'Office signale aussi que les modifications apportées par Enbridge à son programme de gestion de l'intégrité sont assujetties à ses activités continues de vérification de la conformité et qu'il continue d'évaluer la mise en œuvre et l'efficacité des activités de gestion de l'intégrité d'Enbridge.

Enfin, l'information qu'Enbridge doit produire conformément à la présente section ou aux conditions mentionnées aux présentes, y compris l'évaluation technique à jour, les données et les résultats d'inspections internes, les critères régissant les réparations et les plans, les détails et les résultats des fouilles relatives à l'intégrité, doivent aussi être mis, sur demande, à la disposition des propriétaires fonciers (y compris les municipalités) et des groupes autochtones touchés, ainsi que des offices de protection de la nature, conformément à la directive donnée par l'Office à la section 3.2.1 des présents Motifs.

Corrosion et dégradation du métal

L'Office reconnaît que des participants craignent que l'enrubannage de polyéthylène de la canalisation 9 puisse aggraver la corrosion externe. Il convient que les pipelines dont le revêtement protecteur est constitué d'un ruban de polyéthylène pourraient être vulnérables au détachement, au plissage et à l'effet de blindage, ce qui pourrait entraîner la corrosion externe. Il prend également acte de la stratégie suivie par Enbridge pour prévenir, surveiller et atténuer les problèmes qui pourraient survenir dans le cas des pipelines existants recouverts d'un ruban de polyéthylène. Cette stratégie décrite à la section 4.3.2 des présents Motifs inclut un système de protection cathodique, des inspections annuelles de l'interface conduite-sol afin d'évaluer l'efficacité du système de protection cathodique, une inspection mensuelle des paramètres des redresseurs, un programme de télésurveillance qui permet de vérifier continuellement l'état des redresseurs, un programme de gestion des croisements entubés, une technologie à coupons pour valider le rendement de la protection cathodique, des inspections internes de routine visant à contrer les fuites de flux magnétique au moyen de technologies à haute résolution et à ultrasons, ainsi que des programmes d'excavation et de réparation. L'Office a pris note des activités continues de gestion de l'intégrité d'Enbridge, y compris des passes d'outils d'inspection interne qui se chevauchent (détection des fuites de flux magnétique, détection magnétique des défaillances axiales, mesure de l'épaisseur de la paroi par ultrasons) et des travaux connexes d'excavation et de réparation afin de cibler les anomalies liées à la corrosion et à la dégradation du métal. L'Office a aussi noté l'engagement d'Enbridge à tenir compte des

leçons et des recommandations tirées du rapport du NTSB, ainsi que des activités de vérification de la conformité dans le contexte de l'inspection et de l'examen de sa salle de contrôle d'Edmonton menées par l'Office à la suite de l'incident de Marshall, y compris la validation des résultats des outils d'inspection interne.

L'Office estime que dans le cas des pipelines existants recouverts d'un ruban de polyéthylène comme la canalisation 9, un programme de gestion de la corrosion externe et de la dégradation du métal vise principalement à prévenir, évaluer, contrôler et atténuer les menaces possibles découlant du détachement du revêtement, du plissage, de l'effet de blindage, etc. L'Office a imposé la **condition 9** qui oblige Enbridge à produire l'évaluation technique à jour, y compris les résultats de ses inspections de 2012 et 2013 et de l'examen de la protection cathodique de la canalisation 9 effectué en 2012. L'Office juge que l'approche d'Enbridge permettra de gérer efficacement les problèmes de corrosion externe et de dégradation du métal de la canalisation 9 conformément à l'article 9.9 de la norme CSA Z662-11 (qui porte sur l'exploitation et l'entretien des systèmes de protection par courant imposé et prévention cathodique sacrificielle).

Pour ce qui est de la corrosion interne, l'Office juge que le programme de gestion de l'intégrité actuel d'Enbridge, qui inclut le passage périodique de racleurs, suffit pour tenir compte des préoccupations à ce sujet. Comme il l'a indiqué précédemment, l'Office accepte les conclusions d'Enbridge, soit qu'il est possible de transporter des bruts lourds, y compris du bitume dilué, en toute sécurité dans la canalisation 9 après avoir apporté des modifications minimales à son programme de gestion de l'intégrité en vigueur.

Le fait d'exiger le dépôt de l'évaluation technique à jour avant l'autorisation de mise en service, comme il a été précisé plus tôt, permettra à l'Office d'évaluer l'efficacité du programme de gestion de l'intégrité courant d'Enbridge avant l'inversion du sens d'écoulement et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9. Compte tenu des conditions imposées, l'Office estime que le programme de gestion de l'intégrité qu'Enbridge a appliqué jusqu'à maintenant et les mesures proposées à l'avenir permettront de gérer la corrosion et de continuer d'exploiter la canalisation 9 en toute sécurité.

Fissuration

L'Office estime que les constatations contenues dans le rapport Accufacts au sujet des défauts coïncidents (p. ex., la fissuration par corrosion sous contrainte et la dégradation du métal), la prudence dans le choix des outils et la pertinence des coefficients de propagation des fissures constituent des facteurs importants dans la gestion des fissures comme élément d'un programme de gestion de l'intégrité efficace. La **condition 9** imposée par l'Office qui oblige à produire une évaluation technique à jour avant la mise en service, la **condition 10** qui oblige à confirmer les travaux de réparations connexes (basés sur des critères prescrits) et aussi la **condition 27** qui oblige à produire un plan d'amélioration de l'intégrité à long terme visent à répondre à ces préoccupations.

En raison des fissures observées dans la canalisation 9, l'Office impose en outre la **condition 19** qui oblige Enbridge à lui fournir un plan de gestion des fissures pour la

canalisation 9. Compte tenu de ces conditions, l'Office estime que le programme de gestion de l'intégrité mis en œuvre par Enbridge jusqu'à maintenant et les mesures proposées à l'avenir protègent suffisamment les installations contre la fissuration pour permettre l'exploitation en toute sécurité de la Canalisation 9.

Gestion des dommages mécaniques et des géorisques

L'Office estime que le projet n'accroît pas les risques de dommages mécaniques et les menaces de géorisques de la canalisation 9. Dans le cas des anomalies qui découlent actuellement de dommages mécaniques ou de mouvements du sol survenus auparavant, l'Office croit que les conditions dont il a déjà été question et qui obligent à produire une évaluation technique à jour et à confirmer les réparations connexes obligeraient Enbridge à repérer et réparer toutes les anomalies jugées critiques ou qui, combinées à d'autres, sont aussi jugées critiques.

L'Office signale aussi que le fait d'exiger une évaluation technique à jour lui permettrait de revoir les plans d'Enbridge à l'égard des endroits les plus vulnérables au mouvement des pentes. Grâce aux conditions imposées, l'Office juge que les plans actuels de gestion des dommages mécaniques et des géorisques établis par Enbridge, y compris les programmes tiers de prévention des dommages, la surveillance de l'emprise et la gestion des pentes, permettraient de continuer d'exploiter la canalisation 9 en toute sécurité dans les conditions d'exploitation proposées du projet.

Essais hydrostatiques

L'Office prend note de la recommandation d'Équiterre, qui s'appuie sur le rapport Accufacts, et d'autres participants qui souhaitent obliger Enbridge à soumettre la canalisation 9 à des essais hydrostatiques avant l'entrée en service du projet. L'Office prend toutefois acte des propos d'Enbridge qui affirme que les essais hydrostatiques effectués sur la conduite existante peuvent avoir des effets négatifs éventuels, et notamment provoquer une inversion de pression et des fissures, ou l'apparition de fissures qui n'entraînent pas de défaillance au cours de l'essai, mais peuvent continuer de se propager pendant l'exploitation subséquente et, peut-être, à cause des essais hydrostatiques. Le tableau 3 du rapport Accufacts, on signale en outre qu'il est démontré que la technologie d'inspection interne peut révéler davantage l'état de la conduite que ne le feraient les essais hydrostatiques et qu'il se peut que ces derniers ne révèlent pas certaines anomalies comme des défauts des soudures.

Par conséquent, l'Office n'impose pas pour le moment d'essais hydrostatiques sur les tronçons de la canalisation 9 qui existent déjà. Il a toutefois imposé la **condition 11** qui oblige Enbridge à présenter son programme global d'essais hydrostatiques afin que l'Office comprenne mieux la stratégie générale de la société en matière d'essais hydrostatiques. Après avoir reçu l'évaluation technique à jour et les documents déposés par Enbridge au sujet des travaux de réparations terminés et de la fiabilité de l'outil d'inspection interne et après avoir tenu compte des politiques et de la stratégie générales d'Enbridge au sujet des essais hydrostatiques, il se pourrait que l'Office se penche à

nouveau sur la possibilité d'exiger la tenue d'essais hydrostatiques avant la mise en service.

L'Office refuse la dérogation demandée par Enbridge à l'application de l'article 47 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Enbridge doit solliciter une autorisation de mise en service des nouvelles installations et présenter à l'appui de sa demande les résultats des essais hydrostatiques effectués avant d'être autorisée à mettre le projet en service. Comme il est précisé plus haut, l'Office étudiera les dépôts faits par Enbridge en conformité avec les **conditions 9, 10 et 11** pour déterminer s'il doit l'obliger à effectuer des essais hydrostatiques sur des tronçons existants de la canalisation 9. Il a aussi imposé d'autres conditions auxquelles Enbridge doit se conformer avant de présenter une demande d'autorisation de mise en service.

Examen par une tierce partie

En réponse à la recommandation de participants qui souhaitent que l'évaluation technique à jour soit examinée par une tierce partie indépendante, l'Office signale qu'il se peut que certains participants ne soient pas au courant de son savoir-faire technique dans ce domaine. Aussi s'efforce-t-il tout au long des présents Motifs de clarifier son rôle et son mandat. L'Office est un organisme de réglementation spécialisé indépendant qui a le savoir-faire technique nécessaire pour assurer la surveillance d'un vaste éventail d'activités de conception et d'exploitation de pipelines, y compris l'évaluation de 50 à 75 demandes visant de nouvelles installations par année et la surveillance continue de quelque 71 000 km de pipelines en exploitation au Canada⁶.

Tel qu'il est indiqué au chapitre 2 des présents Motifs, l'Office compte des spécialistes de l'ingénierie, de la gestion des situations d'urgence, de la sûreté et de la sécurité qui sont chargés de confirmer la sûreté et la sécurité de l'infrastructure énergétique réglementée. Ces spécialistes effectuent des études techniques et des évaluations de l'intégrité, des inspections opérationnelles et de sécurité, des audits des systèmes de gestion des situations d'urgence, ainsi que des enquêtes sur des projets en particulier et dans tout le réseau. Pour s'acquitter de son mandat, l'Office fait appel aux membres de son personnel, qui possèdent toutes les qualités et le savoir-faire technique nécessaires pour procéder à un examen de l'évaluation technique à jour d'Enbridge, comme l'exige la **condition 9**. L'Office peut, dans certains cas, demander un examen par une tierce partie (effectué sous sa surveillance complète et conformément à ses critères, à son contrôle et à sa validation) dans le cas d'évaluations où une méthode non éprouvée de validation de l'intégrité (c.-à-d. concepts nouveaux ou sortant de l'ordinaire) est utilisée. Dans la présente instance, il n'est pas prévu que la stratégie d'Enbridge nécessite une telle évaluation. Le chapitre 2 des présents Motifs contient d'autres détails sur l'exécution du mandat de l'Office.

6 Pour en savoir davantage, le lecteur est prié de consulter les Délibérations du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, Fascicule 34, Témoignages du 6 décembre 2012

Chapitre 5

Accidents, défaillances et intervention d'urgence

5.1 Exigences de la réglementation

Comme on l'a déjà vu, l'Office s'attend à ce que les sociétés pipelinières fonctionnent d'une manière systématique, globale et proactive qui prévoit et gère les risques. Il s'attend en outre à ce que les sociétés conçoivent et mettent en œuvre des systèmes de gestion et des programmes de protection qui favorisent l'amélioration continue. Une solide culture de la sécurité repose sur un système de gestion conçu et mis en œuvre avec soin, lequel constitue une composante essentielle pour assurer la sécurité des personnes et la protection de l'environnement. Ces systèmes de gestion doivent aussi tenir compte des rôles et de l'intervention de tierces parties, le cas échéant, et ils sont décrits plus en détail ci-dessous.

L'article 6.5 du RPT oblige les sociétés à avoir un système de gestion global qu'elles appliquent aux principaux programmes mentionnés dans le règlement (soit la gestion de l'intégrité, la gestion de la sécurité, la sûreté, la protection de l'environnement et la gestion des situations d'urgence). Cet article oblige aussi une société à déterminer et analyser tous les dangers et dangers potentiels et à établir et mettre en œuvre un processus pour évaluer et gérer les risques associés aux dangers répertoriés, notamment ceux liés aux conditions d'exploitation normales et anormales. L'analyse des risques éclaire l'élaboration du programme de gestion des situations d'urgences.

Conformément à l'article 32 du RPT, une société doit élaborer, mettre en œuvre et maintenir un programme de gestion des situations d'urgences qui permet de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer les conditions pouvant avoir une incidence négative sur les biens, l'environnement ou la sécurité des travailleurs ou du public en présence d'une situation d'urgence. À cette fin, la société doit créer un manuel des mesures d'urgence, le revoir périodiquement et le mettre à jour au besoin. La société doit fournir à l'Office son manuel des mesures d'urgence, ainsi que toute mise à jour. Les attentes de l'Office à l'égard du contenu précis du manuel des mesures d'urgence figurent à l'annexe A des *Notes d'orientation concernant le Règlement sur les pipelines terrestres de l'Office national de l'énergie* (notes d'orientation concernant le RPT) et comprennent notamment les suivantes :

- la description des mesures d'intervention initiale lorsqu'un incident est signalé;
- le système de gestion des incidents (p. ex., le système de commandement en cas d'incident);
- les procédures de contrôle d'un déversement et l'emplacement des postes de commandement en cas de déversement (s'il y a lieu);
- l'information sur les communications externes, les avertissements et l'évacuation (p. ex., les relations publiques ou le plan-média);

- le rôle et les responsabilités des postes internes participant à une intervention (y compris les entrepreneurs);
- le rôle et les responsabilités des organismes susceptibles de participer à une intervention;
- les zones environnementales ou autres zones exigeant une protection ou une considération spéciale;
- l'information détaillée sur les produits;
- les listes à jour des contacts internes et externes;
- la description et l'emplacement de l'équipement d'intervention, y compris l'information requise pour avoir accès à l'équipement en tout temps;
- des cartes à jour du secteur.

L'article 33 du RPT oblige une société à entrer et à demeurer en communication avec les organismes qui peuvent devoir intervenir en cas d'urgence sur le pipeline et à les consulter lorsqu'elle établit et met à jour le manuel des mesures d'urgence. Conformément aux notes d'orientation concernant le RPT relativement à l'article 33, l'Office s'attend notamment à ce que la société, lorsqu'elle consulte les organismes pouvant participer à l'intervention d'urgence pour élaborer et mettre à jour son manuel des mesures d'urgence :

- se serve des zones de planification d'urgence, de sécurité et/ou de danger qui ont été déterminées dans le cadre de l'évaluation des dangers pour déterminer les parties avec lesquelles établir la liaison;
- tienne des listes de contacts à jour;
- dispose d'une description du processus de consultation, qui comporte une annexe indiquant les personnes avec qui communiquer et qui précise la nature des discussions, le genre de renseignements fournis et les méthodes pour évaluer l'efficacité du processus de consultation;
- joigne les registres et la documentation touchant toutes les activités de liaison;
- indique les mesures prises à la suite de la rétroaction reçue.

L'article 34 du RPT oblige une société à prendre toutes les mesures raisonnables pour informer toutes les personnes qui peuvent être associées à une activité d'intervention en cas d'urgence sur le pipeline des pratiques et des procédures en vigueur et à mettre à leur disposition des renseignements conformes à ceux précisés dans le manuel des mesures d'urgence. Les aspects clés qu'il faut communiquer aux intervenants éventuels comprennent notamment les suivants :

- le type et l'emplacement des installations de la société;
- tous les produits potentiellement dangereux transportés par le pipeline et/ou dont de grands volumes sont stockés dans les installations de la société;
- les fiches signalétiques ou les renseignements similaires sur les propriétés des produits;
- la modélisation de la dispersion de panache ou d'une dispersion semblable (le cas échéant);
- les postes de commandement en cas de déversement;

- le rôle clé joué par chacun des employés de la société ou d'un organisme devant participer à l'intervention d'urgence;
- les pratiques et procédures à suivre, qui sont conformes à celles figurant dans le manuel des mesures d'urgence;
- tout autre renseignement pertinent, qui est conforme au manuel.

L'article 35 du RPT oblige les sociétés à établir un programme d'éducation permanente à l'intention des services de police et d'incendie, des installations de santé, des autres agences et organismes compétents, ainsi que des membres du grand public qui habitent près du pipeline, pour les informer de l'emplacement du pipeline, des situations d'urgence possibles pouvant mettre en cause le pipeline et des mesures de sécurité à prendre en cas d'urgence. Pour établir et mettre en œuvre son programme d'éducation permanente aux fins de l'intervention en cas d'urgence, les notes d'orientation concernant le RPT précisent qu'une société doit :

- se servir des zones de planification d'urgence, de sécurité et/ou de danger qui ont été déterminées dans le cadre de l'évaluation des dangers pour déterminer les parties devant être incluses dans le programme d'éducation permanente;
- tenir des listes à jour de toutes les personnes (et leurs coordonnées) susceptibles d'être touchées par une situation d'urgence;
- justifier les méthodes utilisées pour diffuser l'information et fournir une évaluation documentée de la mesure dans laquelle la diffusion du message concernant la sécurité est réussie;
- documenter les mesures prises pour diffuser l'information et identifier les destinataires et donner des exemples des outils de diffusion de l'information utilisés;
- indiquer les mesures prises à la suite de la rétroaction reçue.

Outre les exigences ci-dessus, la société doit, pour se conformer entièrement au RPT et répondre aux attentes de l'Office au sujet d'un programme de gestion des situations d'urgences approprié et efficace, inclure les éléments suivants décrits plus en détail tout au long du présent chapitre, ainsi que dans l'annexe A des notes d'orientation concernant le RPT :

- formation en intervention d'urgence;
- exercices d'intervention d'urgence;
- évaluation d'incident et d'intervention;
- équipement d'intervention d'urgence.

Pour se conformer entièrement au RPT et répondre aux attentes de l'Office, un programme de gestion des situations d'urgences complet doit inclure des plans d'intervention, des moyens d'apprendre au personnel à exécuter les plans en question, des moyens d'organiser des exercices ou de mettre en pratique et vérifier la mise en œuvre des plans en question, des moyens de les évaluer lorsqu'ils sont exécutés au cours d'exercices ou d'incidents réels et l'identification, l'emplacement et l'entretien du matériel nécessaire à l'exécution des plans. Un programme de gestion des situations d'urgences exige que tous ces éléments soient appropriés et efficaces tout

au long du cycle de vie du pipeline et compte tenu de l'évolution des conditions d'exploitation à l'intérieur et à l'extérieur de celui-ci.

Pour déterminer s'il y a conformité aux exigences liées au programme de gestion des situations d'urgences prévues au RPT, l'Office effectue des vérifications de la conformité qui portent sur tous les aspects d'un programme de gestion des situations d'urgences. Ces activités comprennent l'analyse des manuels, des rencontres d'examen préalable de la conformité, des rencontres d'évaluation de la mise en œuvre, des réunions d'échange d'information, des inspections et des audits. L'Office participe aussi au besoin aux exercices d'intervention d'urgence en fonction de l'envergure de l'exercice. Au cours de ses activités de vérification de la conformité, l'Office évalue la pertinence, l'efficacité et la mise en œuvre du système de gestion des situations d'urgence d'une société, de son programme et de ses manuels de mesures d'urgence. Les activités de surveillance de la conformité de l'Office sont éclairées par les risques et adaptables de façon à tenir compte des changements des installations d'une société ou de son rendement.

5.2 Effets possibles d'accidents et de défaillances

La création d'un système de gestion bien conçu comprend la détermination et l'analyse de tous les dangers pertinents et les risques possibles. L'Office s'est basé sur la méthode d'exécution d'une évaluation environnementale et socioéconomique (expliquée au chapitre 6) pour analyser le projet et déterminer les interactions susceptibles de survenir entre les activités non routinières ou les événements imprévus (c.-à-d. les accidents et les défaillances) liés au projet proposé et les composantes biophysiques et socioéconomiques avoisinantes. Le chapitre 6 présente les interactions entre les activités courantes liées à la construction et à l'exploitation, d'une part, et les composantes biophysiques et socioéconomiques environnantes, de l'autre.

La sécurité et la protection de l'environnement constituent des priorités de la plus haute importance pour l'Office. Comme le précise le chapitre 2, l'Office prendra toutes les mesures et tous les moyens disponibles pour protéger la population canadienne et l'environnement. Le chapitre 4 des présents Motifs présente une discussion sur l'intégrité du pipeline qui éclaire la probabilité d'accidents et de défaillances éventuels de la canalisation 9.

Quant aux effets possibles précis d'un accident ou d'une défaillance, beaucoup de facteurs importants jouent sur l'ampleur et l'étendue des effets d'un déversement éventuel (p. ex., les conditions météorologiques, la période de l'année, l'événement, la durée, le type et le volume du déversement, la nature et les caractéristiques particulières des sols à chacun des sites de projet, la géologie, les eaux de surface et les eaux souterraines). Une évaluation des effets éventuels d'un déversement doit tenir compte de ces facteurs de même que des caractéristiques particulières de l'endroit où a lieu le déversement. Comme il est impossible de prédire avec la moindre certitude l'endroit et le moment où se produira un déversement, une évaluation de récepteurs ou d'endroits précis serait hypothétique.

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré que la sécurité des activités d'exploitation constitue une priorité pour la protection des employés, des voisins et de l'environnement. Elle a ajouté que ses projets sont conçus et élaborés de façon à prévenir les accidents et les défaillances dans la mesure du

possible. Il pourrait toutefois en survenir dans le contexte des activités courantes de construction de n'importe quelle étape du projet ou durant l'exploitation du pipeline modifié en fonction du projet. Beaucoup d'accidents, de défaillances et d'événements non planifiés sont évitables et il est possible d'en tenir facilement compte par une bonne planification, la conception, le choix de l'équipement, l'analyse des dangers et les mesures correctives, la planification de l'intervention en cas d'urgence et les mesures d'atténuation.

Comme l'indique la section 4.3.1 des présents Motifs, Enbridge a affirmé qu'à la suite du volet du projet qui porte sur l'accroissement de la capacité, le risque lié à l'exploitation du pipeline augmenterait à l'égard d'environ 2,2 % des tronçons de la canalisation 9. Enbridge a précisé que comme l'accroissement de la capacité, le changement des produits ou l'ajout d'un additif réducteur de frottement n'entraînent pas de changements opérationnels importants, il n'est pas nécessaire de modifier le plan de protection de l'environnement actuel d'Enbridge. En outre, le projet ne modifierait pas d'autres risques pour le pipeline comme les forces naturelles, les actes de tierces parties ou le mouvement du sol.

Enbridge a ajouté qu'elle a recours à un mécanisme d'assurance de la gestion du changement pour gérer les mises à jour et les modifications de ses processus et de ses politiques et pour faire connaître clairement les changements aux utilisateurs de ses programmes et de ses plans.

Enbridge utilise son programme de gestion des situations d'urgences pour réduire le plus possible les répercussions de déversements accidentels. Ce plan comporte un modèle d'évaluation du risque posé par les pipelines, l'identification et les cartes des zones sujettes à de graves conséquences et des zones écologiques fragiles afin d'aider à contenir les déversements et à prendre des mesures correctives. Des zones en particulier, comme les franchissements des cours d'eau ou les zones pipelinières comportant des risques élevés, sont visées par des mesures supplémentaires d'atténuation et de contrôle du risque (p. ex., plans d'intervention tactique). La section 5.3 ci-dessous présente une discussion plus poussée sur le programme de gestion des situations d'urgences.

En ce qui concerne l'eau potable, Enbridge a déclaré qu'elle déclencherait son plan d'intervention en cas d'urgence s'il se produit un déversement et que si le déversement atteint l'eau potable, elle fournirait temporairement de l'eau potable à la population et prendrait toutes les mesures nécessaires pour remettre en état les sources d'eau potable aussitôt que ce serait possible. Elle fournirait aussi de l'eau au bétail ou transporterait au besoin celui-ci à un endroit plus convenable.

En cas de déversement, Enbridge s'est engagée à fournir les fonds nécessaires pour remettre les lieux en état à la suite de tout incident en se concentrant d'abord sur la sécurité publique, en s'occupant ensuite du confinement et en poursuivant enfin les travaux de nettoyage jusqu'à ce que l'environnement ait été remis dans l'état qu'il avait avant l'incident. Elle a ajouté qu'elle serait responsable des dommages attribuables directement à ses activités et traiterait les demandes d'indemnisation pour pertes matérielles et blessures corporelles de façon efficace et équitable.

Enbridge s'est aussi engagée à collaborer avec l'Office de protection de la nature de Toronto et de la région et Environnement Canada pour raffiner son programme de gestion des situations d'urgences.

Opinion des participants

De nombreuses préoccupations soulevées portaient sur les éventuels effets environnementaux et les répercussions socioéconomiques d'accidents et de défaillances au cours de l'exploitation de la canalisation 9 après l'inversion du sens d'écoulement, si elle est approuvée. Des participants ont souvent exprimé une préoccupation au sujet du manque apparent de plans de gestion et de secours propres à un site, ou de leur caractère inadéquat, pour faire face à un déversement provenant de la canalisation 9. Des participants se sont demandé si, et comment, Enbridge pourrait prévenir, contenir, nettoyer un déversement ou prendre des mesures d'urgence, ou si elle le ferait. Des participants ont affirmé craindre que, selon le produit transporté, les conséquences environnementales d'une fuite ou d'une rupture puissent être plus graves pour l'environnement que ne le laissent présager les évaluations d'Enbridge.

Ville de Toronto, Le Conseil des Canadiens – Section de l'Université York, Office de protection de la nature de Toronto et de la région, Syndicat national des cultivateurs - Ontario

La Ville de Toronto et Le Conseil des Canadiens – Section de l'Université York sont préoccupés par ce qu'ils considèrent comme une stratégie générique suivie par Enbridge dans son plan d'intervention d'urgence. Le Syndicat national des cultivateurs - Ontario a signalé le besoin d'information précise sur l'intervention en cas d'urgence dans les secteurs densément peuplés comme un complexe d'appartements ou la gare Finch de la Commission de transport de Toronto. L'Office de protection de la nature de Toronto et de la région a aussi affirmé qu'Enbridge devrait adopter une approche plus proactive de la préparation à l'intervention d'urgence.

Première Nation des Mississaugas de New Credit, Algonquin to Adirondack Collaborative

Les participants susmentionnés ont présenté à la fois des éléments de preuve et des arguments au sujet des préoccupations portant sur un déversement éventuel et la vulnérabilité d'étendues d'eau locales et d'autres zones écologiques fragiles. Leurs préoccupations portaient plus précisément sur l'accroissement possible du risque de fuite en raison de l'accroissement de l'incidence, sur l'intégrité du pipeline, de la modification des conditions d'exploitation (p. ex., les volumes, le sens d'écoulement, le type de brut). Dans leurs affirmations, ils ont parlé avant tout des effets qu'un déversement pourrait avoir sur divers éléments, dont les ressources hydriques, les habitats fauniques et l'utilisation des terres, ainsi que sur les mesures d'intervention d'urgence d'Enbridge. L'Algonquin to Adirondack Collaborative a aussi exprimé des préoccupations générales au sujet des répercussions qu'un déversement éventuel pourrait avoir sur les écosystèmes situés le long de la canalisation 9 et de la façon dont ces répercussions auraient en retour, directement ou indirectement, des effets sur la santé.

Première Nation Aamjiwnaang, Première Nation des Chippewas de la Thames, Le Conseil des Canadiens – Section de l'Université York, Corporation of the City of Mississauga, Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke, Alliance des villes des Grands Lacs et du

Saint-Laurent, Algonquin to Adirondack Collaborative, Les Citoyens au Courant, gouvernement du Québec, Office de protection de la nature de Toronto et de la région, Municipalité de Rigaud, Municipalité régionale de comté de Vaudreuil-Soulanges, Ville de Sainte-Anne-des-Plaines, Marilyn Eriksen, Sarah Harmer, Carrie Lester, Catherine Doucet, Emily Ferguson, Louise Lanteigne, Nicole Goodman, Ministère de l'Énergie de l'Ontario, Équiterre (coalition), Rising Tide Toronto, Friends of the Rouge Watershed, Premières Nations des traités Williams, Sustainable Trent

Les participants susmentionnés se sont dit préoccupés par les risques de déversement, de fuite et d'écoulement de brut et par la possibilité connexe que ces événements aient un effet grave sur leur santé et nuisent à leur mode de vie. Dans leurs lettres de commentaires, leurs éléments de preuve et leurs arguments, ces participants ont exprimé des préoccupations à l'égard de la protection des eaux de source et de l'eau potable. Certaines interventions ont principalement porté sur les risques généraux pour la santé qui découlent d'un déversement.

La municipalité de Rigaud s'est aussi dite préoccupée par le risque d'incendie et la possibilité qu'un incendie produise des vapeurs toxiques. M^{me} Lester a soulevé la question de l'exposition au benzène, aux métaux lourds, aux hydrocarbures aromatiques polycycliques, qui ont des effets à court et à long terme sur la santé. Elle a accordé une attention particulière aux risques accrus pour les femmes enceintes, celles qui allaitent et les jeunes enfants.

Grand River Indigenous Solidarity, Les Citoyens au Courant, Union des producteurs agricoles, Municipalité de Rigaud, Municipalité de Sainte-Justine-de-Newton, Municipalité de Très-Saint-Rédempteur

Les participants ont soulevé dans leurs exposés des préoccupations au sujet des effets qu'un déversement ou une fuite pourrait avoir sur le bétail, les terres agricoles et les exploitations agricoles. Le groupe Grand River Indigenous Solidarity a en outre soutenu qu'Enbridge n'avait pas élaboré de plan pour compenser la perte de production alimentaire à l'échelle locale.

Paul Kuebler

M. Kuebler a déclaré qu'un accident, un déversement ou une fuite causé par la canalisation 9 menacerait les services d'infrastructure et les activités commerciales en plus du public et de l'environnement. Un déversement de produit dans des cours d'eau pourrait avoir des répercussions socioéconomiques, comme l'évacuation de commerces ou l'interruption de l'accès à l'infrastructure (et plus précisément de l'approvisionnement en eau ou de la production d'électricité), si la préparation au déversement ne tient pas compte d'intérêts industriels ou commerciaux importants.

Réplique d'Enbridge

Enbridge a déclaré qu'elle a mis en œuvre, depuis 2010, un grand nombre de modifications de ses procédures d'exploitation basées sur les leçons tirées de l'incident de Marshall. Ces changements touchent à peu près tous les aspects de ses activités, depuis la gestion de l'intégrité des pipelines et des installations et leur entretien jusqu'à la détection des fuites, et depuis les

opérations du centre de contrôle jusqu'à l'intervention d'urgence et au renforcement d'une culture de la sécurité. L'intervention en cas de déversement est essentielle, mais il importe de ne pas oublier les mesures que prend Enbridge à la fois pour éviter le risque de déversement et pour limiter l'ampleur de tout déversement éventuel.

Dans ses méthodes d'évaluation des risques, Enbridge indique l'emplacement des ressources hydriques comme des zones sujettes à de graves conséquences. Les tronçons de pipeline qui représentent un risque plus important pour les cours d'eau, par exemple, sont indiqués et évalués en fonction de l'application de mesures de contrôle ou d'atténuation des risques en plus des mesures de contrôle des risques déjà en place. Dans le contexte plus particulier de l'intervention d'urgence, Enbridge a affirmé que les éléments de preuve démontrent qu'elle a continué d'augmenter son parc d'équipement d'intervention en cas d'urgence, notamment en achetant d'autres embarcations, barrages flottants et remorques d'intervention.

Dans le cas des zones sujettes à des conséquences éventuelles plus graves et en particulier des franchissements des cours d'eau, Enbridge a en outre établi des plans d'intervention tactique en cas d'urgence à la suite de la stratégie d'établissement de priorités préconisée par l'Office de protection de la nature de Toronto et de la région. La société a produit des cartes des postes de commandement relatifs à tous les cours d'eau de l'Ontario et du Québec franchis par le pipeline. Ces cartes comportent des sites de confinement et de récupération prédéterminés le long de chaque cours d'eau en aval des points de franchissement, ainsi que des endroits stratégiques où déployer de l'équipement de confinement et de récupération des hydrocarbures (comme des barrages flottants) afin de nettoyer efficacement tout déversement dans un cours d'eau.

En précisant la détermination des zones sujettes à des conséquences éventuelles plus graves, Enbridge a accepté la proposition du ministère de l'Énergie de l'Ontario d'intégrer les zones vulnérables déterminées dans les plans de protection des sources d'eau de l'Ontario à ses données sur les zones sujettes à de graves conséquences, les zones comportant un environnement fragile et les plans d'intervention d'urgence, avant l'autorisation de mise en service, et de mettre à jour l'information en question au fil du temps.

Opinion de l'Office

L'Office estime que tout déversement est non souhaitable et reconnaît qu'un incident qui survient dans une zone particulièrement vulnérable ou une zone densément peuplée pourrait avoir des conséquences négatives plus graves que celui qui survient dans une zone moins sensible ou une zone résidentielle peu peuplée. Les méthodes de protection civile et d'exploitation d'Enbridge, si elles sont mises en œuvre, ont une portée générale et visent l'ensemble du tronçon de la canalisation 9, y compris les zones sujettes à de graves conséquences déterminées par sa procédure de définition des risques liés au pipeline. Le programme de gestion des situations d'urgences d'Enbridge doit aussi se conformer au paragraphe 32(1) du RPT, qui porte que :

« La compagnie établit, met en œuvre et maintient un programme de gestion des situations d'urgence qui permet de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer les

conditions pouvant avoir une incidence négative sur les biens, l'environnement ou la sécurité des travailleurs ou du public, en présence d'une situation d'urgence. »

Pour être systématique, complet, clair et proactif, un programme de gestion des situations d'urgences doit inclure les processus du système de gestion dont il est question à l'article 6.5 du RPT. Il doit inclure les processus permettant de déterminer les dangers, de gérer les risques, de former et de gérer la main-d'œuvre, de communiquer, de gérer des dossiers et des documents, de surveiller et d'évaluer les progrès et d'améliorer continuellement le rendement. Le système de gestion doit aussi prévoir la coordination des différents programmes.

Au cours de cette instance, Enbridge a soumis une version censurée de son manuel de mesures d'urgence, soit le livre 7, qui décrit son état de préparation et ses méthodes d'exploitation en cas d'urgence. Le livre 7 présente aussi des détails sur les rôles et les responsabilités qui ont trait à la protection de l'environnement au cours d'une intervention d'urgence.

L'Office signale que pour créer un programme de gestion des situations d'urgences approprié et efficace, la société doit comprendre clairement les dangers que posent ses activités et ses produits et déterminer qui ou quoi peut y être exposé. La compréhension de l'exposition aux dangers repose sur une communication claire entre les différents spécialistes de la société réglementée. L'Office comprend qu'il est complexe d'évaluer les répercussions d'un déversement parce qu'il est pratiquement impossible de prédire avec précision l'endroit où il se produira. L'Office estime toutefois qu'une communication claire au sein d'Enbridge, conformément aux exigences du RPT qui ont trait au système de gestion, atténuerait cette complexité. Un incident qui laisserait pénétrer un polluant dans des sources d'eau potable préoccupe particulièrement l'Office, étant donné le risque important de conséquences négatives qu'il entraînerait pour la santé humaine.

C'est dans cet esprit que l'Office impose la **condition 13**, qui oblige Enbridge à déposer un cadre d'intervention en cas d'urgence environnementale qui fait état de la coordination, des liens et de l'harmonisation entre le plan de protection de l'environnement et le programme de gestion des situations d'urgences. Les enjeux environnementaux et socioéconomiques gérés au moyen du plan de protection de l'environnement et des données d'exploitation quotidienne de la canalisation 9 doivent à la fois éclairer les évaluations des risques et les mesures gérées à l'aide du programme de gestion des situations d'urgences et être éclairés par eux. Il est primordial de gérer de façon appropriée et informée l'exploitation continue de la canalisation 9 pour prévenir efficacement les accidents ou les défaillances.

L'Office reconnaît par ailleurs que des problèmes peuvent surgir lorsqu'une infrastructure souterraine est située tout près d'un pipeline. Il a ainsi précisé des exigences à ce sujet dans le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipelines, partie II*. L'article 4 de ce règlement oblige la société à élaborer un programme de sensibilisation du public visant à informer les gens de la

présence du pipeline et de leurs responsabilités quant à la construction ou à l'aménagement d'installations et à l'exécution de travaux d'excavation qui pourraient toucher le pipeline. Il exige en outre que la société évalue régulièrement l'efficacité de son programme. L'Office peut lui aussi évaluer le programme de la société et proposer des améliorations dans le cadre de ses activités relatives à la conformité, comme les audits et les inspections. Le chapitre 3 des présents Motifs traite davantage du programme de sensibilisation du public d'Enbridge.

5.3 Plans d'intervention d'urgence (manuel des mesures d'urgence)

Les plans d'intervention en cas d'urgence sont décrits dans le manuel des mesures d'urgence. Ces plans définissent toutes les méthodes et les procédures à suivre en cas d'urgence. Comme il est indiqué plus haut à la section 5.1 des présents Motifs, l'Office a précisé dans les notes d'orientation concernant le RPT relativement à l'article 34 les renseignements qu'il s'attend à trouver dans tout plan d'intervention en cas d'urgence et dans les communications de la société pipelinière avec les personnes pouvant être associées à une activité d'intervention en cas d'urgence sur le pipeline.

Les plans d'intervention tactique permettent d'améliorer les plans d'intervention d'urgence. Les premiers décrivent des scénarios d'intervention précis en cas d'urgence dans une zone donnée et en fonction de conditions précises. Un plan d'intervention tactique doit fournir aux intervenants un plan d'action défini en fonction d'un scénario prédéterminé à un endroit précis. Le caractère convergent d'un plan d'intervention tactique permet d'améliorer l'état de préparation des intervenants à ce scénario.

Opinion d'Enbridge

Enbridge a affirmé qu'elle tient à jour des plans d'intervention d'urgence exhaustifs, élaborés en consultation avec les organismes de réglementation et les parties prenantes concernées, qui tiennent compte des priorités régionales et des emplacements à haut risque, comme les principaux franchissements de cours d'eau et les secteurs résidentiels. La société a signalé que ses plans d'intervention en cas d'urgence visent tous les types de produits transportés dans son réseau.

Enbridge a déclaré avoir accordé à une organisation tierce un contrat pour établir des plans détaillés d'intervention tactique propres à des cours d'eau clés, en particulier certains de ceux qui se déversent dans le lac Ontario. Elle a signalé avoir établi jusqu'à maintenant des plans d'intervention tactique pour les rivières St. Clair, des Mille-Îles, des Prairies, des Outaouais, Niagara et Don. Elle a ajouté qu'en 2013, des plans d'intervention tactique seraient élaborés pour le canal Rideau, ainsi que pour les rivières Grand, Humber et Trent. Elle a déclaré que les endroits visés par les plans d'intervention tactique sont choisis principalement en fonction des conséquences plus lourdes qu'un déversement du pipeline aurait éventuellement sur l'environnement, la population ou l'économie.

Enbridge a déclaré que les plans d'intervention tactique élaborés visent à compléter sa bibliothèque actuelle de cartes des points de contrôle. La société s'est engagée à exécuter des exercices sur table portant sur des plans tactiques afin de s'assurer que les premiers intervenants

connaissent le contenu du plan et peuvent l'utiliser efficacement. Elle a ajouté que ses cartes des points de contrôle contiennent de l'information sur le débit et indiquent le temps estimatif qu'il faut au pétrole pour atteindre les points de contrôle selon diverses vitesses et conditions d'écoulement. Enbridge a signalé qu'elle transmet ses cartes des postes de contrôle aux premiers intervenants et à d'autres organismes. Elle a déclaré qu'elle organise des exercices périodiques sur l'eau pour faire l'essai de moyens techniques comme des barrages flottants rigides et souples, des écuimoires, des déversoirs et d'autre matériel d'intervention. Elle a affirmé que ces exercices lui permettent d'apprendre la meilleure façon de répondre à des scénarios à divers endroits le long du pipeline.

En ce qui concerne la communication de renseignements aux premiers intervenants, Enbridge a déclaré que chaque année, elle fournit de l'information sur la sécurité des pipelines aux organismes d'intervention qui se trouvent dans un couloir de 20 km le long de l'emprise de la canalisation 9. La société a aussi pris acte des préoccupations exprimées par des participants à ce sujet et s'est engagée à revoir et réviser, en consultation avec les premiers intervenants, le contenu de l'information fournie aux personnes en question. Elle s'est engagée à mettre sur pied une équipe d'entretien du pipeline à Mississauga à compter du troisième trimestre de 2014. Elle a déclaré que cette équipe interviendrait en cas d'incident lié au pipeline dans la région du Grand Toronto et que l'endroit où se trouverait l'équipe améliorerait le temps de réponse d'Enbridge à un incident mettant en cause le pipeline à l'intérieur de cette région.

À une demande de renseignements des Citoyens au Courant au sujet des effets du type de produit sur l'intervention en cas de déversement, Enbridge a répondu que les hydrocarbures ne font pas simplement que se submerger ou s'immerger lorsqu'ils sont déversés dans un cours d'eau et que si une partie le fait, il s'agit souvent d'un état temporaire qui découle d'un effet d'entraînement, et que les hydrocarbures refont surface. La société a ajouté que les facteurs qui contribuent à la submersion ou à l'immersion des hydrocarbures sont complexes, peuvent changer rapidement et s'appliquer à tous les pétroles bruts, y compris le bitume dilué.

Opinion des participants

Cataraqui Region Conservation Authority, Ville de Hamilton, Corporation of the Town of Whitby, Ville de Burlington, Corporation of the City of Kingston, Municipalité de Saint-Télesphore

Des participants ont fait état de préoccupations au sujet de la préparation d'Enbridge aux situations d'urgence et de la planification de l'intervention. Certains participants ont déclaré qu'Enbridge n'a pas tenu compte, dans sa planification, des caractéristiques propres aux sites (p. ex., récepteurs environnementaux sensibles, population très dense, autre infrastructure sensible, etc.).

Des municipalités ont signalé leurs préoccupations à l'égard du niveau des activités de consultation menées par Enbridge au sujet de l'intervention d'urgence et ont recommandé que l'Office oblige Enbridge à organiser des exercices d'intervention d'urgence avec les premiers intervenants locaux et à fournir aux organisations en question des plans d'intervention d'urgence plus détaillés et de l'information connexe. Des participants ont déclaré que le temps

d'intervention d'urgence prévu par Enbridge (que la société affirme être de 1,5 à 4 heures dans certains secteurs de la région du Grand Toronto) était trop long et ont recommandé d'imposer des temps d'intervention plus rapides.

Des participants ont dit être préoccupés par le plan d'intervention d'urgence d'Enbridge en cas de déversement de pétrole lourd et de bitume dilué, en raison de la possibilité que ces types de produits se comportent différemment d'autres types de brut en situation de déversement. Les préoccupations soulevées par les effets que les déversements pourraient avoir sur l'environnement sont abordées à la section 5.2 des présents Motifs.

Opinion de l'Office

L'Office est d'accord avec les participants que la planification des mesures d'urgence doit tenir compte des caractéristiques propres aux sites et qu'il faut en faire part aux premiers intervenants locaux. Les procédures de planification de l'intervention d'urgence décrites à l'annexe A des notes d'orientation sur le RPT peuvent, si elles tiennent compte des caractéristiques et des circonstances propres aux sites, s'ajouter aux procédures d'intervention d'urgence existantes là où un déversement est susceptible d'avoir des conséquences plus graves. L'Office estime que les zones sujettes à de graves conséquences, y compris les endroits densément peuplés et les principaux franchissements de cours d'eau, bénéficieraient du niveau d'examen et de planification décrit à l'annexe A des notes d'orientation concernant le RPT et en particulier de façon appliquée à chaque site. Il serait aussi avantageux pour les organismes de premiers intervenants d'obtenir les résultats d'une telle analyse. Afin de faire en sorte que ces avantages se concrétisent et de surveiller les efforts déployés par Enbridge à cet égard, l'Office impose la **condition 20** pour obliger Enbridge à produire, 60 jours avant l'autorisation de mise en service, des plans d'intervention en cas d'urgence pour la canalisation 9 qui ont été élaborés de la manière établie à l'annexe A, en fonction de chaque site. Si l'Office constate qu'il y a des problèmes au sujet de ces plans, il assurera le suivi au moyen des activités appropriées de vérification de la conformité.

L'Office constate aussi qu'Enbridge s'est engagée à mettre sur pied une équipe d'entretien du pipeline à Mississauga au cours du troisième trimestre de 2014, ce qui devrait réduire son temps d'intervention en cas d'incident mettant en cause un pipeline dans la région du Grand Toronto.

En ce qui concerne les préoccupations soulevées par différents types de produits en cas de déversement, l'Office accepte l'affirmation d'Enbridge qu'un déversement de brut lourd et de bitume dilué ne coulerait pas sur-le-champ, mais pourrait être submergé et immergé à cause de la volatilisation, du mouvement de l'eau et de l'interaction avec les sédiments. Il souligne aussi, comme Enbridge, que ce comportement n'est pas particulier au bitume dilué et aux bruts lourds et que tous les pétroles bruts se comporteraient ainsi jusqu'à un certain point. En cas de déversement de produit provenant de la canalisation 9, l'Office juge qu'une intervention rapide et efficace en cas de déversement est essentielle pour réduire le plus possible le risque de dommages environnementaux de tous types, y compris l'immersion du brut. L'Office estime que les plans d'intervention en cas

d'urgence imposés par la **condition 20** décrite ci-dessus permettraient à Enbridge d'intervenir efficacement en cas de déversement et aideraient à réduire le plus possible les incidences environnementales de déversements de n'importe quel type de produit.

Afin de permettre aux premiers intervenants (y compris les propriétaires fonciers, qui peuvent être parmi les premiers à repérer un déversement) de disposer des renseignements nécessaires, l'information qu'Enbridge doit produire conformément à la présente section ou aux conditions qui y sont mentionnées doit aussi être mise à la disposition, sur demande, des propriétaires fonciers (y compris les municipalités) et des groupes d'Autochtones touchés, ainsi que des premiers intervenants et d'autres organismes de planification d'urgence conformément à la directive donnée par l'Office à la section 3.2.1 des présents Motifs.

5.4 Exercices et formation en intervention d'urgence

La formation continue des intervenants déterminés en cas d'urgence constitue un élément important du plan de gestion des situations d'urgence. Il est tout aussi important de déterminer les personnes à former et la formation dont elles ont besoin, et de leur permettre de l'obtenir à un niveau efficace, que de disposer d'équipement approprié pour intervenir en cas d'urgence.

Les exercices d'intervention en cas d'urgence constituent une occasion de former les intervenants, mais aussi de vérifier l'efficacité de la formation qu'ils ont reçue. Les exercices permettent d'évaluer l'efficacité de la formation que les participants ont alors acquise et dont ils ont besoin. Conformément à l'annexe A des notes d'orientation concernant le RPT, il faut organiser des simulations (p. ex., des exercices sur table) une fois par année et des exercices complets au moins aux trois ans.

Il s'agit là de moyens d'évaluer l'efficacité et la capacité d'intervention éventuelle et d'une occasion d'améliorer cette efficacité. Les leçons tirées de ces exercices servent à modifier les autres éléments d'une situation d'urgence.

Opinion d'Enbridge

Enbridge a indiqué qu'elle offre aux organisations locales d'intervention en cas d'urgence (dans un rayon de 20 km de l'emprise) la possibilité de mener des exercices d'intervention en cas de déversement et qu'elle a mis sur pied des programmes gratuits de formation en ligne à l'intention des premiers intervenants.

Opinion de l'Office

L'Office convient avec les participants qu'Enbridge doit consulter les parties prenantes en matière d'intervention d'urgence, mener des exercices d'intervention d'urgence et chercher à améliorer continuellement ses capacités en la matière. Il a souligné à cet effet les exigences des articles 33 à 35 du RPT. Comme il a été précisé précédemment dans le présent chapitre, les exigences du RPT sont détaillées et visent tous les aspects de la gestion des situations d'urgence. Même s'il reconnaît les efforts déployés par Enbridge au cours des dernières années pour atteindre les buts fixés par les exigences du RPT en matière de gestion des situations d'urgence, en effectuant

notamment des exercices visant la canalisation 9 avec un certain nombre d'organisations de premiers intervenants, l'Office demeure voué à l'amélioration continue dans tous les aspects de la sécurité du pipeline.

Afin de garantir encore davantage qu'Enbridge a consulté les parties prenantes nécessaires, l'Office a imposé la **condition 14** pour confirmer, avant la demande d'autorisation de mise en service, qu'Enbridge a un plan réel et inclusif d'élaboration et d'application d'un programme d'éducation permanente, d'un programme de liaison et d'autres activités de consultation portant sur la préparation et l'intervention d'urgence visant le projet. Afin d'aider Enbridge à continuer de se conformer aux exigences du RPT en matière de gestion des situations d'urgence pour la canalisation 9, l'Office a imposé la **condition 26** qui oblige Enbridge à produire des rapports annuels sur son programme d'éducation permanente (y compris sur les exercices de gestion des situations d'urgence), son programme de liaison et ses activités de consultation en matière de préparation et d'intervention en cas d'urgence mettant en cause la canalisation 9. En ce qui concerne le renvoi à l'annexe A des notes d'orientation concernant le RPT prévu à la **condition 26**, l'Office signale en particulier les articles 5 et 7 de l'annexe A qui décrivent les exercices théoriques organisés au moins une fois par année et les exercices complets tenus au moins aux trois ans et réunissant tous les organismes indiqués dans le manuel des mesures d'urgence. Nonobstant la **condition 26**, l'Office signale que le programme de gestion des situations d'urgences d'Enbridge portant sur la canalisation 9 ferait l'objet de ses activités de vérification continue de la conformité.

L'Office estime que les exercices devant faire l'objet de rapports conformément à la **condition 26** obligerait Enbridge à collaborer avec les premiers intervenants afin de s'exercer aux activités d'intervention d'urgence propres au site, y compris à certains secteurs pour lesquels des plans d'intervention tactique ont été dressés, ce qui favoriserait le partage d'information et l'établissement de plans d'intervention d'urgence plus complets. Grâce à ces exercices d'intervention d'urgence, les leçons retenues pourraient en outre permettre de réduire les temps d'intervention, améliorer l'efficacité de la réponse globale et aider à réduire le plus possible les incidences environnementales d'un déversement éventuel de n'importe quel type de produit.

5.5 Intervention en cas d'incident et capacité financière

Les aspects sûreté, sécurité et planification d'urgence associés à la construction et à l'exploitation du projet proposé, y compris la planification de l'intervention d'urgence et la prévention des dommages causés par des tiers, constituent la sixième question de la présente instance. Lorsqu'il a dressé la liste des questions, l'Office n'a pas inclus explicitement la capacité financière d'Enbridge à lancer et mener à bien une intervention adéquate en cas de déversement, car il juge que la question 6 est assez générale pour englober la capacité d'Enbridge à intervenir en cas d'urgence dans la mesure voulue, à tous les égards, pour contrôler efficacement une situation et en atténuer les effets.

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré que conformément à l'article 75 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*⁷, les sociétés pipelinières comme elle doivent indemniser pleinement les personnes qui ont subi des dommages causés par l'exploitation d'un pipeline. La société a ajouté que la responsabilité est illimitée en ce qui concerne la prévention, la remise en état et le nettoyage d'un déversement de pétrole et des dommages causés aux personnes, aux biens et à l'environnement. Enbridge a affirmé qu'étant donné ces obligations, il serait inutile de lui imposer une condition l'obligeant à indemniser les parties prenantes touchées.

Enbridge considère qu'une rupture de pipeline constitue le pire scénario de déversement. L'Office a demandé plus de renseignements sur la façon dont Enbridge pourrait assurer la gestion de tous les risques et de toutes les obligations éventuelles découlant d'un incident. Enbridge a répondu qu'elle est une société bien capitalisée et qu'elle possède plus de 60 années d'expérience en atténuation des risques liés à l'exploitation de ses oléoducs.

Enbridge a expliqué qu'elle est couverte par un programme d'assurance consolidé (programme-cadre) qu'Enbridge Inc. maintient sur ses divers biens et activités et qui se renouvelle chaque année (le 1^{er} mai). La société a précisé que la couverture de l'exercice en cours est limitée à 685 millions de dollars. Cette couverture inclut les événements de pollution subite et accidentelle qui entraînent une responsabilité en la matière (sous réserve d'une franchise/retenue de 10 millions de dollars) et les exclusions habituelles que comportent la plupart des polices d'assurance. Si, au cours d'une année donnée, le total consolidé des demandes d'indemnisation dépassait la couverture de l'exercice, chaque demande recevrait un règlement d'assurance proportionnel au ratio de la couverture sur le total des demandes.

De plus, si le coût des dommages dépassait le montant de l'assurance, Enbridge a déclaré qu'elle aurait accès à diverses ressources financières importantes et affirmé qu'elle est bien capitalisée, grâce à un important avoir des actionnaires et à ses flux de trésorerie annuels positifs. Les ressources prêtes à utiliser comprennent l'encaisse d'exploitation, les prélèvements sur sa facilité de crédit bancaire consentie et non utilisée qui totalise 300 millions de dollars et des polices d'assurance. Les autres ressources auxquelles elle pourrait avoir recours comprennent d'autres facilités de crédit bancaire consenties et non utilisées et l'accès aux marchés privé ou public de la dette (étant donné plus particulièrement la cote de solvabilité de qualité placement A-moyen accordée à Enbridge).

Opinion des participants

De nombreux participants, y compris des municipalités situées le long de la canalisation 9, ont soulevé la question de la responsabilité financière d'Enbridge.

7 L'article 75 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* porte ce qui suit : Dans l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la présente loi ou une loi spéciale, la compagnie doit veiller à causer le moins de dommages possibles et, selon les modalités prévues à la présente loi et à une loi spéciale, indemniser pleinement tous les intéressés des dommages qu'ils ont subis en raison de l'exercice de ces pouvoirs.

Équiterre (coalition)

Le rapport produit par The Goodman Group, Ltd. Et déposé en preuve par Équiterre (rapport Goodman) décrit les coûts d'un incident survenu le long de la canalisation 9 comme variant d'importants à astronomiques, compte tenu de l'éventail des possibilités de défaillance du pipeline ou d'accident, parce que la canalisation 9 est située à proximité de gens, d'eau et d'activités économiques. Les auteurs du rapport Goodman précisent avoir limité à l'effet direct sur l'activité économique leur analyse des coûts qui, à leur avis, pourraient varier de 1 milliard de dollars selon un mauvais scénario à 10 milliards suivant le pire des scénarios. Le rapport Goodman signale aussi que le degré d'incertitude est élevé et que la plage des coûts possibles est large. Il soulève des préoccupations au sujet de la capacité financière d'Enbridge d'atténuer tous les dommages éventuels et de verser les indemnités nécessaires, en particulier selon le pire des scénarios, comme un accident ou un déversement majeur dans une zone très peuplée et où l'activité économique est importante.

Alliance des villes des Grands Lacs et du Saint-Laurent

L'Alliance a recommandé que l'Office crée un fonds de prévoyance ou d'assurance et elle a présenté dans ses éléments de preuve des exemples de tels fonds au Canada et aux États-Unis. Vu les coûts élevés que pourraient entraîner une rupture ou un déversement et afin de fournir de l'aide financière aux divers ordres de gouvernement pour faire face aux coûts de l'intervention d'urgence, du nettoyage et des autres mesures qui s'imposent, l'Alliance a suggéré que l'Office crée un fonds fiduciaire intégré ou un fonds d'assurance financé, par exemple, par des frais imposés sur chaque baril d'hydrocarbures transporté. Le fonds serait géré par l'Office ou par un autre ministère ou organisme gouvernemental ou indépendant.

L'Alliance a de plus recommandé que l'Office revoie au moins une fois par année la limite d'assurance d'Enbridge afin de confirmer que la couverture disponible est suffisante et appropriée pour satisfaire aux obligations et aux responsabilités qui pourraient découler de tout déversement important et elle a suggéré que ce montant corresponde au moins au total des coûts de nettoyage de l'incident de Marshall.

Ontario Pipeline Landowners Association

L'Ontario Pipeline Landowners Association a affirmé que l'Office devrait imposer une condition obligeant Enbridge à fournir des garanties financières supplémentaires visant particulièrement la canalisation 9 et réservées à celles-ci. L'association a affirmé craindre que si Enbridge épuise sa couverture au cours d'une année donnée, rien ne soit plus garanti s'il se produit un incident mettant en cause la canalisation 9. C'est pourquoi elle demande à l'Office de s'assurer qu'il y a une couverture réservée spécifiquement pour la canalisation 9, qu'il s'agisse d'une assurance ou d'un fonds réservé.

Corporation of the City of Mississauga

La Ville de Mississauga a affirmé dans la preuve qu'elle a déposée que la garantie financière d'Enbridge au sujet du projet la préoccupait et elle s'est ralliée au point de vue de la Ville de Toronto.

Ville de Toronto

En coordination avec d'autres municipalités et des offices de protection de la nature, la Ville de Toronto a déclaré dans sa preuve qu'elle voulait une garantie qu'Enbridge dispose de suffisamment de ressources financières, y compris d'une assurance nécessaire et suffisante, qui sont accessibles rapidement afin que la société soit en mesure de faire face aux répercussions d'un déversement d'envergure et qu'elle ait à sa disposition des ressources financières pour indemniser la Ville de Toronto et sa population des coûts que celles-ci pourraient devoir engager à la suite d'un tel déversement. La Ville de Toronto a aussi soulevé des préoccupations au sujet de la nécessité de veiller à ce qu'Enbridge soit tenue de verser une indemnisation à l'égard de tous les coûts afférents à un déversement, y compris les charges engagées avant l'arrivée du personnel et des entrepreneurs d'Enbridge et après leur départ. La Ville de Toronto a déclaré, par exemple, qu'elle s'attend à ce qu'Enbridge rembourse tous les coûts associés à une évacuation exigée par les services des incendies municipaux. Elle a dit ne pas avoir d'exemple de circonstances où Enbridge refuserait de l'indemniser ou d'indemniser ses habitants en cas de déversement, sauf peut-être si une tierce partie était dans son tort et qu'elle ne remboursait pas les autres de leurs frais ou était incapable de le faire. La Ville de Toronto a demandé que l'Office impose une condition à Enbridge pour gérer ce risque.

La Ville de Toronto a affirmé que d'autres ressources financières, en plus de l'assurance de 685 millions de dollars, sont nécessaires pour avoir la garantie qu'Enbridge pourrait prendre en charge tous les coûts découlant d'un déversement d'envergure. La Ville de Toronto a précisé qu'une assurance de l'ordre d'un milliard de dollars s'imposait. Elle a ajouté qu'il ne suffit pas d'affirmer qu'Enbridge est bien capitalisée puisque le niveau de capitalisation est vulnérable aux aléas du marché, ce qui peut constituer aujourd'hui un facteur très important. La Ville de Toronto a expliqué qu'une lettre ou marge de crédit ou un autre instrument qui ne fluctuerait pas et serait réservé pour la canalisation 9 fournirait une garantie financière supplémentaire.

Municipalité de Rigaud, Municipalité de Très-Saint-Rédempteur, Municipalité régionale de comté de Vaudreuil-Soulanges, Municipalité de Sainte-Justine-de-Newton

La municipalité de Rigaud a déclaré que même si les pipelines constituent l'un des moyens de transport les plus sécuritaires, les risques la préoccupent néanmoins. Elle a suggéré de créer deux fonds : un fonds de recherche-développement sur la prévention des accidents et un fonds de prévoyance. Selon elle, les volumes transportés par la canalisation 9 pourraient être frappés d'une charge de 10 cents le baril afin de capitaliser le fonds de prévoyance.

La municipalité de Très-Saint-Rédempteur, la municipalité régionale de comté de Vaudreuil-Soulanges et la municipalité de Sainte-Justine-de-Newton ont aussi préconisé la création de ces deux fonds dans leurs présentations.

Ministère de l'Énergie de l'Ontario

Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a déclaré que son évaluation du projet avait été guidée par six principes, notamment que les risques et les responsabilités liés à l'économie et à l'environnement, y compris la remise en état, devraient être assumés exclusivement par les sociétés pipelinières, qui doivent aussi fournir une assurance financière et démontrer leur capacité d'intervenir en cas de fuite ou de déversement. Il a déclaré qu'Enbridge doit redoubler d'efforts et que l'Office doit obtenir d'autres renseignements avant d'être convaincu qu'il faut approuver le projet.

Le ministère a expliqué qu'il est crucial que les ressources financières dont Enbridge disposerait pour le nettoyage et l'indemnisation des personnes à la suite d'un déversement important ou d'une rupture soient suffisantes étant donné que les agglomérations urbaines traversées par le pipeline sont très peuplées et que les coûts du nettoyage pourraient être importants. Il a indiqué qu'étant donné que l'assurance actuelle d'Enbridge n'atteint pas le milliard de dollars qu'il en coûterait, selon les estimations, pour nettoyer l'incident de Marshall, l'Office devrait imposer comme condition la création d'un plan intégré de garanties financières comportant au moins 1 milliard de dollars d'assurance. Il a de plus recommandé que le plan soit revu par l'Office aux cinq ans et qu'il soit modifié au besoin de façon à faire en sorte qu'il demeure suffisant compte tenu de l'inflation et d'autres facteurs.

Réplique d'Enbridge

Enbridge a invoqué ses éléments de preuve pour contester la position prise par certains participants qui souhaitent que l'Office rattache à l'approbation du projet une condition portant sur la création d'un plan intégré de garanties financières comportant au moins 1 milliard de dollars d'assurance. La société a laissé entendre qu'il n'est pas nécessaire d'imposer de condition au sujet des garanties financières, notamment une condition relative au montant de l'assurance ou toute autre garantie financière à maintenir, étant donné les éléments de preuve qu'elle a présentés au cours de l'instance.

Enbridge a signalé que même si elle a fourni des éléments de preuve portant sur l'assurance qu'elle maintient, cela ne signifie pas qu'elle maintiendrait cette couverture en particulier ou le montant en question de couverture à l'avenir. Elle a plaidé qu'il n'est peut-être pas raisonnable de lui demander de le faire. Enbridge a signalé qu'elle s'adresse au marché pour obtenir son assurance, mais elle a répété que l'assurance ne constitue qu'un élément seulement des ressources financières éventuellement disponibles dans le cas du scénario de la pire éventualité.

Enbridge a rappelé que même le rapport Goodman concédait que ses estimations de coûts étaient très incertaines et que celles du rapport Goodman n'étaient pas étayées et s'appuyaient sur des éléments de comparaison inappropriés. Enbridge a aussi prié l'Office de prendre acte du récent discours du Trône où le gouvernement du Canada a signalé avoir l'intention d'augmenter l'assurance responsabilité imposée aux sociétés pipelinières et a soutenu que si tous les pipelines réglementés par l'Office devaient maintenir des garanties financières, y compris de l'assurance, la décision devrait être prise dans le cadre d'une politique gouvernementale et non par l'Office au cas par cas.

Opinion de l'Office

Comme l'Office l'a déjà signalé, la sécurité et la protection de l'environnement comptent au nombre de ses priorités de la plus haute importance. L'Office a imposé des conditions auxquelles Enbridge doit se conformer pour obtenir l'autorisation de mise en service et commencer à exploiter le pipeline. Il examinera la question de la capacité financière d'Enbridge si celle-ci satisfait à ces conditions.

Il importe de réitérer que la **condition 3** précise qu'Enbridge « doit appliquer, ou faire appliquer, l'ensemble des politiques, pratiques, programmes, mesures d'atténuation, recommandations, modalités et engagements concernant la protection de l'environnement qui sont compris ou mentionnés dans sa demande ou ses présentations connexes ».

Enbridge a déclaré qu'elle était une société bien capitalisée, capable de s'acquitter de ses obligations grâce à ses ressources financières importantes. L'Office signale qu'Enbridge ne remplirait plus la **condition 3** si sa situation changeait au point où les affirmations que la société a faites au cours de l'instance ne seraient plus valables.

Opinion de la majorité

De l'avis de la majorité, Enbridge a suffisamment démontré qu'elle a la capacité financière nécessaire pour respecter ses obligations découlant d'un incident lié au projet à l'étude, tout particulièrement étant donné que la canalisation 9 existe déjà, qu'elle est en exploitation et qu'elle est assujetti à la réglementation de l'Office et que le projet n'a qu'une envergure limitée et ne vise qu'un accroissement de la capacité actuelle du pipeline. La majorité signale que l'assurance de tiers constitue une seule des ressources financières auxquelles Enbridge peut avoir recours en cas d'incident. Comme le décrit Enbridge, les autres ressources disponibles comprennent l'encaisse d'exploitation, des facilités de crédit bancaire consenties et non utilisées et les marchés de la dette privé ou public. En d'autres termes, les limites de la police d'assurance ne déterminent pas les limites de la capacité financière d'Enbridge de faire face à ses responsabilités éventuelles.

De l'avis de la majorité, Enbridge a prouvé suffisamment l'ampleur et la solidité de ses ressources financières, y compris de son assurance. En outre, aucun participant n'a présenté d'élément de preuve pour démontrer qu'Enbridge ne peut satisfaire aux obligations financières que lui impose la loi, ni qu'elle a évité de telles responsabilités par le passé. Aucun participant n'a d'ailleurs présenté de témoignage d'expert pour contrer de façon crédible les éléments de preuve fournis par Enbridge au sujet de sa capacité financière.

Chaque société pipelinière doit souscrire une assurance appropriée à l'égard de ses installations et ses activités respectives et l'Office s'attend à ce que les sociétés pipelinières prennent les décisions d'affaires qui s'imposent pour s'assurer de pouvoir s'acquitter de toutes les responsabilités actuelles et éventuelles que leur impose la loi.

L'Office surveille la solidité financière de toutes les grandes sociétés pipelinières, dont Enbridge, et analyse des documents financiers comme les états financiers annuels pour suivre les tendances et évaluer le rendement. L'Office examine aussi l'assurance souscrite par des sociétés pipelinières choisies pour des audits au titre de la réglementation financière.

La majorité constate que, comme l'a mentionné Enbridge, le gouvernement du Canada a signalé qu'il a l'intention de modifier la façon dont les sociétés pipelinières démontrent leur capacité financière. Il est toutefois impossible de compter, par exemple, sur une loi qui n'existe pas. La majorité est d'accord avec Enbridge pour dire que si un tel changement se produisait, il serait avantageux qu'il soit appliqué de façon uniforme. Cela ne signifie pas que la majorité est d'avis qu'il n'est jamais approprié d'imposer une condition portant sur la capacité financière d'une société, y compris sur des facteurs liés à l'assurance. La majorité reconnaît qu'une telle condition peut convenir dans le cas d'un projet donné et dans certaines circonstances. En fait, l'Office a déclaré à certaines occasions qu'il s'attendait à ce que des sociétés se procurent et maintiennent une assurance suffisante pour faire face aux responsabilités et aux risques financiers éventuels associés à une défaillance de pipeline durant tout le cycle de vie de celui-ci. L'Office peut aussi déterminer dans chaque cas si un montant précis d'assurance s'impose.

De l'avis de la majorité, compte tenu de la preuve déposée au cours de l'instance et de la portée limitée du projet, une telle condition n'est pas nécessaire dans le cas du projet à l'étude. Cette conclusion ne fait toutefois pas obstacle à l'application d'un changement législatif ou réglementaire à venir qui pourrait avoir une incidence sur la canalisation 9 ou sur Enbridge en ce qui concerne ces questions.

La majorité signale que le membre Richmond a mentionné dans son opinion sur la question le rapport de la commission d'examen conjoint (rapport de la CEC) sur le projet Enbridge Northern Gateway. Le rapport de la CEC repose sur la preuve recueillie dans le cadre de l'instance en question et, contrairement au projet à l'étude, la demande relative au projet Enbridge Northern Gateway a été présentée par un promoteur dont la structure d'entreprise et les responsabilités définies sont différentes et qui propose un projet entièrement nouveau sans bilan d'exploitation ni ressources financières ou capacité de crédit vérifiables. La majorité est d'avis que la distinction entre ces deux projets et leur promoteur respectif est importante.

Opinion du membre Richmond

La capacité d'atténuer les répercussions d'un déversement possible et d'y remédier constitue un élément crucial de la sécurité pipelinière. J'estime que l'Office doit tenir compte de l'alourdissement des répercussions possibles d'un déversement à la lumière de l'accroissement de la capacité du projet, y compris les répercussions qu'un déversement pourrait avoir une fois que le projet serait entièrement en service (et en raison de sa mise en service au complet). Ces facteurs comprennent le risque lié à toute lacune sur le plan de la capacité financière d'Enbridge qui pourrait empêcher la

société d'entreprendre des travaux d'atténuation et de remise en état ou en retarder l'exécution par des conséquences négatives. Je considère qu'il s'agit d'une menace possible à la sécurité du pipeline et à celle du public. Comme la capacité financière d'intervention en cas de déversement peut avoir une incidence sur la rapidité de l'intervention ou sur son caractère adéquat, l'Office doit envisager des conditions qui atténuent de tels risques, conformément à son mandat qui est de protéger la santé humaine et l'environnement.

Enbridge affirme que compte tenu de sa capacité de puiser à ses ressources financières importantes, elle peut satisfaire à ses obligations découlant d'un déversement. J'admets que l'Office n'a pas reçu d'éléments de preuve indiquant qu'Enbridge est incapable de s'acquitter de ses obligations financières, mais je ne suis pas convaincu que les éléments de preuve déposés par Enbridge suffisent pour appuyer ses garanties prospectives.

Les états financiers auxquels Enbridge a fait allusion représentent une partie seulement des « ressources importantes » qui, selon elle, sont détenues dans tout le groupe d'entreprises Enbridge. Lorsque l'Office lui a demandé clairement si Pipelines Enbridge Inc. aurait accès à l'éventail complet des ressources financières détenues par sa société mère, Enbridge Inc., la société a refusé de confirmer qu'elle aurait accès à ces ressources et a déclaré plutôt qu'elle avait accès à ses propres ressources. Elle a toutefois évité, ce qui est digne de mention, toute allusion à l'accès aux ressources financières d'Enbridge Inc. Il importe de souligner que Pipelines Enbridge Inc., Enbridge Inc. et les autres entités de la famille d'entreprises sont soit des sociétés par actions soit des sociétés en commandite. Elles bénéficient de certaines protections de la loi déterminées par les dispositions relatives à la responsabilité limitée des lois qui régissent leur constitution. C'est pourquoi j'estime qu'il n'y a pas de raison légale ou factuelle de conclure que Pipelines Enbridge Inc. ou ses créanciers auraient recours, en cas d'accident, aux ressources financières d'une autre entité de la famille Enbridge.

Même si j'étais convaincu que les ressources financières auxquelles Pipelines Enbridge Inc. affirme avoir accès suffisent pour satisfaire aux obligations que lui impose l'Office, cela pourrait être pour le moment seulement. J'estime que ni la situation financière actuelle de Pipelines Enbridge Inc. et de sa société mère, ni l'existence d'une encaisse historique, de cotes de crédit en vigueur ou de facilités de crédit en place, établies au bénéfice de Pipelines Enbridge Inc. et de sa société mère illustrent adéquatement la capacité d'Enbridge de satisfaire à de telles obligations à l'avenir. Je constate, par exemple, que les états financiers d'Enbridge mentionnés au cours de la présente instance révèlent que les facilités de crédit bancaire consenties et non utilisées de 300 millions de dollars sont arrivées à échéance en 2013. Même si ces facilités de crédit ont pu être renouvelées par la suite, rien ne garantit à l'Office que cela s'est fait si rien n'oblige la société à produire des rapports continus. Cela démontre qu'il faudrait imposer une condition obligeant la société à produire des rapports faisant l'objet d'une surveillance continue, car je ne peux pas considérer que des sources de financement qui ont pris fin ou qui prendront fin sous peu suffisent

pour garantir la continuité de la capacité financière en question. Je ne considère pas que ces facilités de crédit, la police d'assurance de 685 millions de dollars d'Enbridge Inc., qui prend fin le 1^{er} mai chaque année à moins d'être renouvelée, ni que toute autre source de financement qui peut cesser d'être disponible à court terme, suffisent pour démontrer une capacité financière continue.

L'assurance détenue par la société mère soulève une autre préoccupation, parce qu'elle peut être visée par des demandes simultanées et concurrentes d'autres entités d'Enbridge.

Par conséquent, j'estime qu'il aurait fallu imposer une condition, devant être satisfaite avant l'obtention de l'autorisation de mise en service, afin d'obliger Enbridge à démontrer dans un rapport à l'Office qu'elle a un accès exécutoire à des ressources financières qui sont et demeureront suffisantes pour financer toute obligation réglementée par l'Office et raisonnablement prévisible à la suite d'un déversement. Pour satisfaire à une telle condition, Enbridge serait tenue de décrire avec précision la nature et l'ordre de grandeur des ressources en question et de démontrer que Pipelines Enbridge Inc. a le droit légal d'y avoir accès. La condition que je propose obligerait Enbridge à mettre à jour ce rapport à la suite de tout changement important de son estimation des coûts à payer pour satisfaire aux obligations éventuelles décrites ci-dessus, ou de la valeur, de l'accessibilité ou de la situation de l'une ou de plusieurs des ressources financières mentionnées dans le rapport. Cette obligation permettrait à l'Office de déterminer si Enbridge maintient un accès adéquat à des ressources financières dont elle aurait besoin pour satisfaire à ses obligations éventuelles en cas de déversement le long de la canalisation 9.

Je reconnais avec mes collègues que toute inexactitude dans l'affirmation de Pipelines Enbridge Inc. selon laquelle elle est une société bien capitalisée qui peut satisfaire à ses obligations au moyen de ses ressources financières importantes ou que tout changement de sa situation financière qui rendrait cette garantie fautive à l'avenir constituerait une violation de la condition 3. Sur le plan pratique toutefois, sans une condition semblable à celle que j'ai décrite, il est probable que l'Office ne serait en mesure de déterminer qu'il y a eu violation qu'après un déversement et qu'Enbridge se soit révélée incapable de s'acquitter de ses obligations financières. Il serait alors trop tard pour que l'Office ne prenne des mesures visant la conformité à la condition. Une ordonnance de nettoyage aurait une valeur limitée si Enbridge avait déjà déclaré qu'elle n'a pas les fonds nécessaires pour procéder au nettoyage et indemniser les victimes. Une sanction administrative pécuniaire aurait également une valeur limitée, pour la même raison. J'estime que si l'Office attache une importance primordiale à la sécurité et à la protection de l'environnement, il est nécessaire qu'il dispose des moyens de déterminer de telles lacunes financières éventuelles avant qu'il n'y ait déversement.

Je reconnais avec la majorité que l'Office ne peut compter sur une mesure législative proposée qui n'est pas en vigueur. Je constate aussi que la majorité estime qu'une telle condition peut être appropriée pour un projet donné dans certaines circonstances.

À mon avis, il s'agit en l'occurrence de telles circonstances, pour les raisons susmentionnées.

La commission d'examen conjoint du projet Enbridge Northern Gateway est parvenue récemment à une conclusion semblable en ce qui a trait au projet, mais elle a expliqué certains de ses motifs de façon plus éloquente.

(...) la commission estime que [le demandeur] devrait avoir la capacité financière d'assumer les dommages et les pertes, tout en menant efficacement les activités de nettoyage et de remise en état.

La commission estime que les grands projets industriels, tels que le projet Northern Gateway, doivent être réalisés de manière à réduire au minimum le risque de dommages pour l'environnement et le public, et que s'ils causent des dommages, c'est l'exploitant qui devrait en assumer les coûts. Suivant ce principe, la commission se doit d'évaluer le coût éventuel d'un déversement de pétrole de grande taille et la capacité financière de Northern Gateway de verser les indemnités pour les dommages et les pertes qui en résultent. Le fardeau d'assumer ces coûts retomberait sur [le demandeur], pas sur des tiers ou le public.⁸

Les instruments composant le plan de garanties financières et le produit de ces instruments doivent être consacrés exclusivement à la couverture des coûts d'un déversement de pétrole de grande taille ou des autres défaillances, accidents ou défauts durant l'exploitation du projet. En tout temps, [le demandeur] doit mettre à l'abri, dans la mesure du possible, les sommes versées au titre des instruments composant le plan de garanties financières de ses fonds d'exploitation et de sa situation financière, ce qui comprend son insolvabilité éventuelle.⁹

Il est certes possible de distinguer l'envergure et la nature de la demande visant le projet Enbridge Northern Gateway de celle qui est à l'étude, mais les principes portant sur la responsabilité relative aux dommages et à la remise en état, la nécessité d'une garantie de capacité financière continue et les préoccupations relatives aux limites de la responsabilité imposée par la loi qui s'appliquent à la fois aux sociétés par actions et aux sociétés en commandite en vertu de la loi sont les mêmes. Je souscris donc aux motifs décrits par la commission d'examen conjoint du projet Enbridge Northern Gateway cités ci-dessus pour ce qui est du projet à l'étude.

Je reconnais toutefois que malgré l'adoption d'une politique, d'un règlement ou d'une loi qui remplacerait la condition que j'aurais imposée en ce qui a trait à la capacité financière d'Enbridge, la société aurait été libre de demander à l'Office une modification afin d'éviter tout chevauchement, double emploi ou contradiction.

8 Rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway, volume 2, p. 404

9 Rapport de la commission d'examen conjoint sur le projet Enbridge Northern Gateway, volume 2, p. 407

Chapitre 6

Questions environnementales, socioéconomiques et foncières

L'Office a pour principales priorités la protection de l'environnement et la sécurité des Canadiens pendant la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des installations pipelinières assujetties à sa réglementation, et ce, depuis sa création en 1959. L'Office a tenu compte des aspects environnementaux dans la décision de 1975 visant la canalisation 9¹⁰, la première visant cette canalisation, la décision de 1997 concernant l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9¹¹ et la décision de 2012 en vue de l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9a de Sarnia à North Westover, en Ontario¹².

L'Office est chargé d'évaluer les effets environnementaux et socioéconomiques des projets énergétiques de son ressort, plus particulièrement les pipelines internationaux et interprovinciaux au Canada, certaines usines de traitement du gaz naturel ainsi que les installations et activités connexes. Les responsabilités de l'Office sur les plans environnemental et socioéconomique comprennent quatre volets :

1. l'évaluation des effets éventuels de la construction et de l'exploitation des projets envisagés;
2. la surveillance et l'application des conditions imposées avant, pendant et après la construction;
3. la surveillance continue et la réglementation des activités d'exploitation, y compris la désaffectation;
4. l'évaluation des effets potentiels de la cessation d'exploitation.

L'évaluation environnementale et socioéconomique de l'Office vise à faire en sorte que :

- les effets potentiels d'un projet soient examinés attentivement avant que ne soit prise toute décision donnant l'aval au projet;
- les projets ne soient pas susceptibles d'entraîner des effets négatifs importants ni ne contribuent à produire des effets cumulatifs négatifs importants;
- la population et les Autochtones aient la possibilité de participer de manière constructive au processus;

10 OH-1-74, Office national de l'énergie, Rapport au gouverneur en conseil au sujet de la demande déposée en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie par Interprovincial Pipe Line Limited, mai 1975

11 OH-2-97 – Motifs de décision relativement à Pipeline Interprovincial Inc., décembre 1997

12 OH-005-2011 – Lettre de décision, Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 de Pipelines Enbridge Inc.

- le processus de l'Office, ainsi que ses décisions ou ses recommandations, soient transparents et tiennent compte des observations faites par les personnes qui participent au processus d'évaluation environnementale et d'examen réglementaire.

6.1 Détails du projet

Une évaluation environnementale et socioéconomique efficace repose sur la détermination appropriée de la portée du projet ou sa définition. La définition de projet fait en sorte que l'évaluation porte sur les véritables enjeux et préoccupations et qu'elle aide à déterminer le niveau approprié de détail à inclure dans l'évaluation. Une définition de projet, ou détermination de la portée, appropriée réduit le risque d'inclure des renseignements non pertinents dans l'évaluation ou d'exclure des facteurs à évaluer.

6.1.1 Étape de la construction

Contrairement à la construction d'un pipeline entièrement nouveau, les activités concrètes associées au projet comprennent des ajouts et des modifications à des postes et des terminaux existants. Le tableau ci-après résume les composantes du projet à chacun des sites.

Activité de construction	SA	NW	HL	CD	TB	ML
Modifications visant les pompes et conduites	•	•	•	•		•
Installation de vannes et conduites neuves	•	•	•	•	•	•
Déplacement ou remplacement de densitomètres ou d'autres débitmètres		•	•		•	•
Remplacement de la gare de racleurs		•				•
Installation de plateformes d'injection d'additif de polymérisation	•	•	•	•		
Installation d'un réservoir d'équilibrage (protection contre la surpression)						•
Érection d'un bâtiment neuf (4,5 m ²)						•

Les activités concrètes de construction varieraient selon le site de projet et pourraient inclure les suivantes : décapage de la couche arable ou du gravier, travaux mineurs d'excavation, évacuation de l'eau, remblayage, installation d'équipement mécanique et électrique, essais hydrostatiques, construction des assises, nettoyage et remise en état des lieux. Les travaux se dérouleraient à des endroits où Enbridge possède déjà des installations ou des baux de surface et aucune perturbation du sol n'est prévue le long de l'emprise.

Il faudrait une aire de travail temporaire sur les terrains d'Enbridge en dehors de la clôture de l'installation actuelle (i) pour le stationnement, le dépôt ou l'entreposage des remorques de construction aux stations de North Westover, de Hilton et de Cardinal et (ii) pour l'installation des remorques et des grues au cours de la construction, dans le secteur industriel qui entoure le terminal de Montréal. Les aires de travail temporaire n'exigeraient pas de déboisement

supplémentaire. Au terminal de Montréal, en ce qui concerne l'aire de travail temporaire située en dehors des limites du terrain d'Enbridge, il faudrait obtenir du ou des propriétaires une autorisation dont il est question à la section 6.4 des présents Motifs. Il n'y aurait pas de travaux dans l'eau à aucun des six sites du projet, même s'il faudrait évacuer les eaux du site à la station de North Westover. Aucun nouvel accès n'est nécessaire.

6.1.2 Étape de l'exploitation

Le projet n'exige ni ne comporte aucune augmentation de la PMS au-delà de celle qui a été déjà approuvée parce qu'Enbridge propose d'utiliser un additif de polymérisation réducteur de frottement afin d'accroître la capacité. Enbridge conserverait les mêmes méthodes de gestion de l'intégrité et de l'environnement qui ont cours actuellement sur la canalisation 9 et dans ses installations, ce qui inclut les méthodes de surveillance et de mise à jour basées sur les conditions environnementales courantes, les réparations et l'entretien qui s'imposent (y compris le remuement du sol) et des patrouilles terrestres et aériennes de surveillance de la canalisation.

6.1.3 Étape de la cessation d'exploitation

Conformément à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, tout projet de cessation totale ou partielle d'exploitation de la canalisation 9 obligerait le promoteur à présenter une demande à l'Office, qui évaluerait alors les effets environnementaux et socioéconomiques liés à la cessation d'exploitation.

6.2 Évaluation environnementale et socioéconomique

Conformément à la Loi, l'Office a tenu compte de toutes les questions environnementales et socioéconomiques pertinentes à la demande et la présente section (section 6.2) représente l'évaluation environnementale et socioéconomique (ÉES) que l'Office fait du projet.

6.2.1 Méthode utilisée pour l'ÉES

Pour évaluer les effets environnementaux et socioéconomiques du projet, l'Office utilise une méthode axée sur les enjeux décrite dans son *Guide de dépôt*. En se fondant sur la nature des activités proposées (décrites ci-dessus à la section 6.1) et sur leur contexte environnemental, l'Office a déterminé des interactions possibles entre le projet et l'environnement. S'il n'y avait pas d'interaction possible ou si les interactions possibles étaient positives ou nulles, aucune autre évaluation ne serait alors nécessaire.

L'Office a ensuite évalué les interactions entre le projet et l'environnement qui pourraient avoir des effets environnementaux ou socioéconomiques négatifs, y compris ceux qui ont été déterminés comme étant des questions pertinentes en ce qui concerne l'intérêt public, ainsi que le caractère suffisant des stratégies de protection de l'environnement et des mesures d'atténuation proposées par Enbridge. Les effets possibles du projet sur les composantes biophysiques et socioéconomiques se limitent à ceux qui découlent des activités de construction sur les sites du projet et à ceux qui seront issus de l'augmentation globale du risque à la suite du volet

accroissement de la capacité du projet (comme il en question à la section 4.3.1). Les effets éventuels des accidents et des défaillances sont abordés au chapitre 5.

Dans le cas des composantes à l'égard desquelles des interactions avec le projet ont été prévues, l'Office a ensuite déterminé tout effet négatif éventuel. Pour évaluer l'importance des effets négatifs probables qu'il a cernés, l'Office a évalué la fiabilité des mesures d'atténuation habituelles et la nécessité de prendre d'autres mesures. Lorsque l'application de mesures d'atténuation proposées, y compris les conditions imposées par l'Office, laisse des effets résiduels probables, l'Office a tenu compte des effets cumulatifs.

Les activités connexes au projet ne sont pas visées par le *Règlement désignant les activités concrètes* pris en application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)*, ce qui explique pourquoi une ÉES n'est pas obligatoire en vertu de cette loi.

6.2.2 Préoccupations environnementales et socioéconomiques soulevées par des participants

Les participants ont exprimé toutes sortes de préoccupations au sujet d'un éventail d'éléments environnementaux et socioéconomiques, y compris les sols et leur productivité, la végétation, la quantité de l'eau et la quantité, le poisson et son habitat, les zones humides, la faune et son habitat, les espèces en péril, les émissions atmosphériques, les ressources patrimoniales, l'emploi et l'économie. Ces préoccupations portaient en général sur les possibilités d'accident et de défaillance au cours de l'exploitation de la canalisation 9 une fois le projet réalisé et, plus précisément, tant sur l'accroissement possible du risque de fuite découlant des changements apportés aux conditions d'exploitation (volumes, sens d'écoulement, types de pétrole brut) pour l'intégrité du pipeline que sur les effets possibles d'un déversement sur les éléments mentionnés ci-dessus.

Le chapitre 4 présente l'analyse, par l'Office, de l'intégrité du pipeline et du risque de défaillance. Le chapitre 5 analyse les effets environnementaux et socioéconomiques possibles attribuables à des accidents et à des défaillances, et présente l'évaluation que l'Office fait du plan de gestion environnementale d'Enbridge.

6.2.3 Questions non incluses dans l'évaluation

L'Office a reçu plusieurs documents décrivant des enjeux et des préoccupations qu'il fallait, selon les participants, évaluer dans le contexte de l'évaluation environnementale et socioéconomique du projet, mais qui sortaient du cadre de l'examen global du projet visé par la demande, tel qu'il est décrit dans la liste des questions (annexe I).

Canalisation 9 existante du pipeline d'Enbridge

La canalisation 9 d'Enbridge existe déjà : il s'agit d'un pipeline enfoui actuellement en service. Depuis l'émission du certificat original en 1975, la canalisation 9 est réglementée par l'Office et assujettie à ses exigences réglementaires qui évoluent, ce qui inclut la conformité au RPT et

toutes les mises à jour de celui-ci. L'Office s'attend à ce que l'environnement soit protégé durant tout le cycle de vie des installations et activités réglementées par lui.

Les détails portant sur la gestion des effets possibles des accidents, des défaillances et des événements imprévus sont contenus dans le plan de protection de l'environnement actuel d'Enbridge conformément à l'article 48 du RPT :

« La compagnie établit, met en œuvre et maintient un programme de protection environnementale qui permet de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer les conditions pouvant avoir une incidence négative sur l'environnement. »

Activités en amont et en aval

L'Office a expliqué dans sa mise à jour procédurale n° 1 (4 avril 2013) que son évaluation des effets cumulatifs tiendrait compte seulement de la production en amont des sables bitumeux, dans la mesure où ces activités peuvent interagir avec les effets résiduels probables du projet. Si le pétrole brut devant être transporté provient de projets d'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta ou d'autres projets de production d'hydrocarbures, ces projets seraient assujettis à la réglementation ou à l'évaluation et à la surveillance environnementales applicables de la province. Dans l'analyse qu'il a faite dans le contexte de son évaluation environnementale et socioéconomique, l'Office a déterminé que le projet et la production tirée des sables bitumineux, ou la production d'autre pétrole canadien qui pourrait alimenter le projet, sont suffisamment éloignés sur le plan géographique qu'il n'est pas probable qu'il y ait d'interaction significative ou quantifiable entre les effets environnementaux résiduels probables du projet et les activités en question.

L'Office a tenu compte des effets résiduels probables du projet conjugués aux conditions actuelles de l'environnement d'accueil et à celles qui existeront dans un proche avenir. Comme il l'a mentionné dans sa mise à jour procédurale n° 1, l'Office ne s'est pas penché sur les effets environnementaux et socioéconomiques de la consommation en aval (c.-à-d. de l'utilisation finale) du pétrole transporté par la canalisation 9 dans son évaluation des effets cumulatifs du projet. L'utilisation finale du pétrole transporté grâce au projet et, plus particulièrement, les effets liés aux services de transport sur la composition énergétique en général ou sur les habitudes de consommation d'énergie d'éventuels marchés en aval sont soit incertains, soit trop faibles ou difficiles à déterminer pour faire l'objet d'un examen. Par conséquent, tout examen des effets environnementaux éventuels découlant de tels effets hypothétiques sur la composition énergétique ou sur les habitudes de consommation d'énergie en aval par les marchés de destination serait hypothétique et sans grande utilité pour l'évaluation environnementale de l'Office ou sa détermination de l'intérêt public du projet. L'Office trouve que la possibilité que d'éventuels effets en aval de l'utilisation du pétrole s'ajoutent aux effets éventuels du projet est trop hypothétique pour en tenir compte dans son évaluation. Par ailleurs, la construction et l'exploitation d'installations industrielles liées à l'utilisation en aval du pétrole transporté par la canalisation 9 (comme les raffineries en Ontario et au Québec) sont ou seraient visées par l'évaluation et la surveillance réglementaires ou environnementales applicables de la province.

6.2.4 Analyse des effets environnementaux et socioéconomiques

L'Office a examiné le projet et a déterminé des interactions qui devraient se produire entre les activités liées au projet proposé et les composantes biophysiques et socioéconomiques environnantes. Dans son évaluation des effets du projet, l'Office a tenu compte des interactions éventuelles entre le projet et les éléments suivants :

- sol et productivité du sol
- végétation
- qualité de l'eau et quantité
- poisson et habitat du poisson
- zones humides
- faune et habitat faunique
- espèces en péril ou à statut particulier (niveaux fédéral et provincial)
- bruit
- ressources patrimoniales
- qualité de l'air
- infrastructure et services
- emploi et économie

L'Office a aussi tenu compte des accidents et des défaillances que pourrait causer le projet, ainsi que de tout changement que l'environnement pourrait obliger à y apporter. Le chapitre 5 explique les effets possibles d'accidents ou de défaillances.

Dans le cas des éléments qui, selon les prévisions, devraient interagir avec le projet, l'Office a déterminé les effets négatifs éventuels. Exception faite des accidents et des défaillances, les interactions avec les composantes biophysiques et socioéconomiques devraient être négligeables ou gérées efficacement au moyen de mesures d'atténuation courantes dans la majorité des cas. La section 6.2.6 aborde plus en détail les interactions qui ne devraient pas être négligeables ou à l'égard desquelles l'Office a une opinion précise. La définition des critères utilisés pour évaluer l'importance des effets est présentée à l'annexe II des présents Motifs de décision.

6.2.5 Effets environnementaux et socioéconomiques négatifs éventuels et mesures d'atténuation courantes¹³

Opinion d'Enbridge

Dans sa demande, y compris dans son énoncé des incidences environnementales et socioéconomiques (ÉIES) et dans les documents déposés par la suite, Enbridge a répertorié des mesures de conception et des mesures d'atténuation courantes, qui sont en grande partie intégrées dans son plan de protection de l'environnement existant, afin d'atténuer la majorité des effets environnementaux négatifs que le projet pourrait entraîner.

Enbridge a défini des mesures générales, ainsi que des mesures propres aux sites fondées sur les normes reconnues par l'industrie à l'heure actuelle, la consultation et la participation des organismes de réglementation, ainsi que sur les connaissances professionnelles de son équipe

¹³ Une mesure d'atténuation courante est une spécification ou une pratique qui a été mise au point par l'industrie ou prescrite par une autorité gouvernementale et qui a été employée antérieurement avec succès de telle sorte qu'elle est maintenant considérée d'usage courant ou standard et qu'elle répond généralement aux exigences de l'Office.

d'évaluation. Parmi les stratégies d'atténuation visant à éviter ou à réduire le plus possible les effets du projet, Enbridge a affirmé qu'elle comptait en partie garder les perturbations liées au projet à l'intérieur du périmètre existant, prévoir les activités de façon à éviter les périodes de vulnérabilité, se conformer à ses lignes directrices environnementales en matière de construction, ainsi qu'à un plan de protection de l'environnement propre au projet, et appliquer son plan de protection de l'environnement en vigueur.

Opinion de l'Office

L'Office constate que les effets éventuels du projet sont en majorité mineurs parce que les travaux de construction devraient avoir lieu dans des secteurs déjà perturbés. De plus, ces effets seraient en majorité temporaires (limités à l'étape de la construction) et l'essentiel des travaux proposés se déroulerait en surface. L'Office estime qu'il est possible de contrer un grand nombre d'effets environnementaux négatifs éventuels à l'aide de mesures de conception standard ou de mesures d'atténuation courantes, comme l'a souligné Enbridge dans sa demande et les documents connexes déposés.

Aux fins de la surveillance continue des engagements d'Enbridge, l'Office a inclus la **condition 6** obligeant Enbridge à déposer un plan de protection de l'environnement propre au projet afin de faire connaître toutes les mesures d'atténuation et de protection de l'environnement aux employés, aux entrepreneurs et aux organismes de réglementation. Les engagements devraient être aussi clairs et non ambigus que possible afin d'éviter toute erreur d'interprétation. Lorsqu'il existe de multiples façons d'obtenir le résultat souhaité, il est utile d'énoncer le but et les mesures d'atténuation possibles et de définir clairement les critères retenus pour choisir l'option à appliquer dans telle ou telle circonstance. Lorsqu'une mesure possible d'atténuation est obligatoire (par exemple, le respect d'une période d'activité restreinte), il faut le préciser clairement. Le plan de protection de l'environnement propre au projet devrait aussi comprendre des cartes des caractéristiques environnementales environnantes de chaque site du projet, qui sont semblables aux cartes-tracés utilisées dans la construction de pipelines, ainsi que, conformément à la **condition 6**, un plan d'urgence relatif aux ressources archéologiques propre au projet. L'Office exige qu'Enbridge dépose son plan de protection de l'environnement propre au projet au moins 30 jours avant la mise en chantier au premier site du projet, afin de lui donner suffisamment de temps de procéder à un examen efficace.

6.2.6 Analyse des effets environnementaux et socioéconomiques négatifs éventuels à atténuer au moyen de mesures de conception et d'atténuation inhabituelles

6.2.6.1 Qualité de l'air et émissions de gaz à effet de serre

Opinion d'Enbridge

Enbridge a déclaré que les activités courantes de construction, de mise en service et d'exploitation à tous les sites du projet peuvent produire des émissions de principaux

contaminants atmosphériques, et de GES, mais dont l'étendue devrait être localisée, qui devraient être de courte durée et avoir un ordre de grandeur limité.

Enbridge a affirmé que les composantes et les activités du projet ne comportaient pas de nouvelles sources d'émissions atmosphériques continues attribuables aux activités d'exploitation. Il est attendu que les réservoirs, les vannes et les raccords laissent échapper des traces d'émissions fugitives de GES au cours de l'exploitation du pipeline et des installations connexes, mais ces quantités ne devraient pas être importantes. La majeure partie des émissions de GES causées par l'exploitation du projet serait indirectement attribuable à la consommation d'électricité par les pompes de chacun des sites du projet.

Enbridge a signalé qu'elle fait un suivi des émissions directes de GES par région et que les émissions de la canalisation 9 feraient partie des valeurs consignées et déclarées pour la région de l'Est. Sur le plan historique, les émissions directes de GES associées à la consommation de carburant, aux émissions fugitives et aux rejets dans l'atmosphère ont varié de 1,2 à 1,8 kt d'é-CO₂ par année dans la région. En supposant une exploitation au maximum de la capacité, à la puissance maximale, les émissions indirectes de GES découlant de la production d'électricité aux fins de consommation par le projet devraient atteindre quelque 6,7 kt d'é-CO₂ par année. Ce calcul repose sur les facteurs d'émission provinciaux pour la production d'électricité fournis par Environnement Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques dans l'Inventaire national soumis pour 2013, afin de refléter la composition proportionnelle des installations de production dans les deux provinces.

Enbridge a signalé que les émissions de GES associées au projet sont loin d'atteindre les seuils provinciaux et fédéraux de déclaration.

Opinion des participants

**Unifor (auparavant le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier),
Le Conseil des Canadiens – Section de l'Université York, Martin Laplante,
Hamilton 350.org, Équiterre (coalition), comité AFPC Toronto Quakers, chefs de
l'Ontario, Dave Vasey, Bart Hawkins Kreps, Don McLean**

Les participants susmentionnés ont signalé des préoccupations au sujet des sources et de l'augmentation des émissions de GES au Canada qui sont liées à l'extraction et au raffinage des sables bitumineux.

Opinion de l'Office

Comme en traite la section 6.2.3, l'évaluation n'inclut pas d'analyse des émissions de GES en amont ou en aval. La section 6.2.7 présente une analyse des effets cumulatifs liés au projet.

L'Office estime que les volumes des émissions de GES susceptibles de s'échapper des vannes et des raccords installés le long de la canalisation 9 et qui découleront de

l'utilisation occasionnelle d'équipement, de véhicules et d'aéronefs sont négligeables et ne devraient pas augmenter beaucoup en raison du projet.

Aussi l'Office est-il d'avis que les effets résiduels probables du projet sur la qualité de l'air et les émissions de GES au cours de la construction et de l'exploitation auraient peu d'ampleur, pourraient être réversibles et seraient d'une durée prolongée et que le projet n'est pas susceptible d'avoir des effets négatifs importants sur la qualité de l'air.

6.2.6.2 Franchissement des cours d'eau

Outre l'évaluation des effets possibles du projet sur l'environnement, l'Office tient aussi compte de ceux que l'environnement peut avoir sur le projet.

Opinion d'Enbridge

Enbridge a affirmé que les effets de l'environnement sur le projet, y compris l'augmentation de l'ordre de grandeur et de la fréquence des conditions météorologiques exceptionnelles dans la région traversée par la canalisation 9, n'auraient pas d'incidence sur l'exploitation du projet. La société a ajouté dans la version révisée de son analyse des risques liés au pipeline que les forces naturelles, les activités d'exploitation du réseau, les accessoires connexes, les tierces parties et les menaces liées au mouvement du sol ne changeraient pas à cause du projet.

Comme elle l'explique à la section 4.2.3.8 (Inspection et entretien de l'emprise), Enbridge applique certaines mesures pour gérer les dangers auxquels le pipeline peut être exposé. Les inspections périodiques de l'emprise permettent à la société de repérer les menaces, telles que le niveau élevé de l'eau, l'affouillement des cours d'eau, les débris, la mise à nu du pipeline ou d'autres phénomènes qui peuvent avoir un effet sur l'intégrité du franchissement. Tous les endroits où la canalisation est jugée à nu, où il y a effondrement des berges pouvant avoir un effet nuisible sur le pipeline ou montrant d'autres conditions liées à l'emprise jugées inacceptables seraient remis en état.

Des études de l'épaisseur de la couverture ont lieu aux 10 ans aux franchissements mineurs qui sont moins exposés au risque de mise à nu et aux cinq ans aux franchissements majeurs. Si la couverture au point de franchissement d'un cours d'eau est mince, la nécessité de remettre en état le franchissement est évaluée. L'évaluation inclut une détermination de toute anomalie révélée par l'inspection interne, les portées non soutenues, la charge possible, les conditions du cours d'eau, l'emplacement du franchissement, ainsi que la prise en considération des consultations des propriétaires fonciers.

Enbridge a ajouté que le projet visé par la demande ne modifierait pas les effets possibles actuels de la canalisation 9 causés par une inondation parce que ses méthodes actuelles de surveillance permettent de gérer ces effets. La société a en outre répondu à la demande de renseignements de l'Office au sujet de son processus et de ses méthodes d'évaluation des dangers et a fourni, entre autres, des détails sur la modélisation des déversements. Enbridge a affirmé être disposée à améliorer les données saisies aux fins de modélisation (y compris celles portant sur l'écoulement des cours d'eau) à la suite de discussions avec l'Office de protection de la nature de Toronto et de la région et Environnement Canada.

Opinion des participants

Les participants ont exprimé diverses préoccupations au sujet des conditions existant à un certain nombre de franchissements de cours d'eau le long du tracé de la canalisation 9 et plusieurs se sont dit préoccupés par la gestion du franchissement de cours d'eau et les dommages que pourraient causer des phénomènes météorologiques extrêmes.

Office de protection de la nature de Toronto et de la région

L'Office de protection de la nature de Toronto et de la région a fourni une évaluation détaillée d'une étude de cas portant sur les risques de déversement afin de déterminer les faiblesses de la stratégie de gestion des franchissements de cours d'eau suivie par Enbridge et d'évaluer le panache du déversement et ses conséquences. Il a déclaré qu'Enbridge devait suivre une approche proactive pour garantir la protection, la prise de mesures d'atténuation et la remise en état de chacun des neuf bassins hydrographiques de son ressort.

Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke

Le Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke déclaré qu'il fallait élaborer un plan de gestion des franchissements de cours d'eau et l'appliquer avant d'autoriser la mise en service. Il a en outre recommandé :

- qu'un groupe de travail indépendant soit mis sur pied et chargé de définir le terme « cours d'eau majeur » compte tenu des caractéristiques de débit, des matériaux qui constituent les rives et les alluvions, de la proximité d'autres caractéristiques pertinentes et des connaissances locales;
- que la liste des franchissements de cours d'eau tienne compte des zones humides;
- que les tempêtes de plus grande envergure soient incluses dans le volume réglementaire des inondations et les calculs des plaines inondées lorsque c'est possible;
- que l'on détermine les plaines inondables pour tous les points de franchissement importants;
- que le volume, la fréquence et l'étendue des inondations soient révisés tous les deux ans ou à mesure que des données deviennent disponibles de façon à tenir compte des changements climatiques;
- que l'Office détermine les délais maximaux autorisés dans les cas de défaillance de pipeline.

Ville de Toronto, Ministère de l'Énergie de l'Ontario

Au cours des plaidoiries finales, la Ville de Toronto et le ministère de l'Énergie de l'Ontario ont appuyé un plan de gestion des franchissements de cours d'eau. Le ministère a dit préférer que le plan soit déposé devant l'Office avant que celui-ci n'autorise la mise en service.

Corporation of the City of Kingston, East End Against Line 9

Des commentaires ont signalé des préoccupations exprimées au sujet de l'âge du pipeline et du fait que l'inspection, l'entretien et la mise à niveau des points de franchissement de cours d'eau n'ont pas été rigoureux. D'autres préoccupations avaient trait aux effets du changement climatique et des super tempêtes sur les pipelines et les franchissements de cours d'eau.

Réplique d'Enbridge

Enbridge a affirmé que le dépôt d'un plan de gestion des cours d'eau après l'autorisation de mise en service lui permettrait d'effectuer le travail nécessaire sur le terrain pendant les mois du printemps, de l'été et de l'automne et ainsi, de réunir des données et des renseignements particuliers à chacune des trois saisons au lieu de disposer d'une partie seulement du printemps pour le faire.

Opinion de l'Office

Les mémoires et les réponses déposés par Enbridge, ainsi que les mémoires reçus de participants, ont été évalués en fonction de l'accroissement du risque de déversement que présente le projet et dont il est discuté en détail à la section 4.3.1 des présents Motifs. Même si les emplacements identifiés par la version révisée de l'analyse des risques liés au pipeline ne longent pas de cours d'eau, s'il est déterminé qu'il y a augmentation du risque, il faut habituellement revoir l'état du milieu récepteur éventuel afin de créer un niveau de référence solide. L'Office est d'avis que l'application claire et uniforme des programmes existants d'Enbridge peut permettre de gérer toute augmentation minimale du risque aux cours d'eau.

L'article 48 du RPT porte que :

« La compagnie établit, met en œuvre et maintient un programme de gestion de la sûreté qui permet de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer les conditions pouvant avoir une incidence négative sur l'environnement. »

L'Office estime que l'imposition de conditions particulières à la gestion continue des franchissements de cours d'eau soulignerait l'importance d'assurer des communications claires et l'application uniforme du plan de protection de l'environnement d'Enbridge. Il n'oublie toutefois pas les préoccupations exprimées par des participants au sujet de la collecte d'un ensemble complet de données saisonnières et de la gestion efficace des franchissements de cours d'eau entre-temps. Afin de résoudre ces préoccupations, l'Office impose les **conditions 18 et 25** qui obligent à établir un plan de gestion des franchissements de cours d'eau et à mettre à jour les données par la suite afin d'établir une nouvelle évaluation de l'état de référence des principaux franchissements de cours d'eau à intégrer au plan de protection de l'environnement d'Enbridge.

En ce qui concerne l'élaboration et la mise à jour subséquente du plan de gestion des franchissements de cours d'eau, Enbridge doit aligner sa définition de « cours d'eau

important » sur les critères adoptés pour déterminer l'emplacement des vannes, comme l'exige la **condition 16**. Les critères utilisés doivent respecter ou dépasser les exigences de la note 2 de l'article 4.4.8 de la norme CSA Z662-11.

L'Office est d'avis que si les mesures d'atténuation proposées et les conditions imposées sont appliquées adéquatement, les effets que le projet pourrait avoir sur les franchissements de cours d'eau n'afficheraient qu'un accroissement modeste par rapport aux conditions existantes et auraient une ampleur modeste, seraient réversibles et d'une durée moyenne. L'Office estime donc que le projet n'est pas susceptible d'entraîner un accroissement important des effets néfastes aux points de franchissement de cours d'eau. Enfin, l'information qu'Enbridge doit produire en conformité avec la présente section ou avec les conditions qui y sont mentionnées, notamment en ce qui concerne le plan de gestion des franchissements de cours d'eau, et toute modification subséquente, doit être rendue disponible sur demande aux propriétaires fonciers touchés (y compris aux municipalités), aux groupes autochtones et aux offices de protection de la nature, conformément à la directive donnée par l'Office à la section 3.2.1 des présents Motifs.

6.2.6.3 Bruit

Opinion d'Enbridge

Enbridge a réalisé, à l'égard du projet proposé, une évaluation du bruit ambiant datée du 27 novembre 2012. Cette première évaluation du bruit a indiqué qu'il pourrait y avoir dépassement des seuils réglementaires relatifs au niveau de bruit aux stations de Cardinal et de Hilton. Pendant l'évaluation de la demande effectuée par l'Office, Enbridge a révisé l'équipement proposé et présenté une mise à jour de l'évaluation du bruit, datée du 26 avril 2013, qui indique un dépassement prévu à Cardinal dans le cas des niveaux de bruit la nuit (configuration actuelle, écoulement vers l'est) seulement. Enbridge a proposé des mesures d'atténuation, soit d'installer des capots insonorisants sur les ventilateurs d'extraction qui se trouvent sur le toit. La société a présenté une évaluation bruit définitive datée du 9 septembre 2013, basée sur des révisions de la description de projet. L'évaluation du bruit définitive conclut qu'aucun effet négatif n'est prévu et que les niveaux devraient respecter les lignes directrices de l'Ontario en matière de bruit, qui sont applicables à chacun des sites, sauf à Cardinal. Dans ce dernier cas, l'évaluation du bruit définitive recommande qu'Enbridge envisage d'installer des capots insonorisants sur les ventilateurs d'extraction qui se trouvent sur le toit aux fins des activités d'exploitation courante du site.

Opinion de l'Office

L'Office exige qu'Enbridge prenne des mesures supplémentaires de surveillance du bruit afin de se conformer aux lignes directrices provinciales de l'Ontario et du Québec. L'Office impose donc la **condition 23** qui oblige Enbridge à produire, dans les six mois suivant l'entrée en service du projet :

- les résultats de la surveillance du bruit après la construction aux six sites du projet;

- au besoin, un plan de contrôle du bruit afin de faire en sorte que le projet respecte les lignes directrices provinciales de l'Ontario ou du Québec.

L'Office estime que les effets possibles du projet sur le bruit auraient peu d'ampleur et qu'ils seraient réversibles mais de longue durée. Il est d'avis qu'avec les conditions qu'il impose et l'application des mesures d'atténuation et des engagements d'Enbridge, le bruit causé par le projet n'est pas susceptible d'avoir un effet négatif important sur le milieu d'accueil.

6.2.7 Effets cumulatifs

L'évaluation des effets cumulatifs porte sur l'impact des effets résiduels susceptibles d'être causés par la réalisation du projet, combiné aux effets résiduels probables d'autres projets ou activités qui ont été ou seront réalisés, dans les limites temporelles et spatiales et le contexte écologique appropriés. L'évaluation des effets cumulatifs diffère de l'évaluation classique des effets propres à un projet en ce qu'elle s'intéresse à de plus grandes régions géographiques, des périodes plus longues et des projets ou des activités qui ne sont pas reliés. Pour l'essentiel, l'évaluation de l'importance des effets propres à un projet se distingue de l'évaluation des effets cumulatifs par le fait que la seconde tient compte d'autres ouvrages et activités.

L'Office suit quatre étapes pour examiner les effets cumulatifs :

1. Il se penche d'abord sur les effets environnementaux du projet et évalue s'il est probable qu'il y aura des effets résiduels une fois les mesures d'atténuation du demandeur mises en place.
2. Si aucun effet résiduel n'est probable, il n'est pas nécessaire d'analyser plus à fond les effets cumulatifs.
3. Si des effets résiduels probables sont prévus, l'Office examine l'éventualité d'une interaction entre ceux-ci, dans le temps et dans l'espace, et ceux d'autres projets ou activités, passés et présents, ainsi que raisonnablement prévisibles à l'avenir.
4. Dans le cas d'une telle interaction, l'Office tient compte des effets combinés et des mesures d'atténuation proposées, puis évalue l'importance et la contribution relatives des effets résiduels du projet dans le contexte des effets cumulatifs.

Opinion de l'Office

Étape de la construction

L'Office constate qu'il y a un lien entre les effets résiduels probables de la construction du projet et des augmentations temporaires et localisées des émissions atmosphériques (y compris de GES) et des niveaux sonores attribuables à l'utilisation de véhicules et d'équipement.

L'Office estime que les effets associés aux augmentations des émissions atmosphériques et du niveau de bruit pendant la construction sont temporaires (quelques mois) et relativement mineurs. Dans les deux cas, les niveaux reviendraient à leur seuil de base

actuel au terme des travaux de construction. L'interaction de ces effets avec les émissions atmosphériques et les niveaux de bruits d'autres projets et activités se déroulant dans les environs serait temporaire. Ces émissions (sonores et atmosphériques) inévitables, temporaires et somme toute peu importantes découlant de la construction seraient négligeables (c.-à-d., non mesurables ou non discernables et dans les limites de variation naturelle) et ne seraient pas susceptibles de contribuer vraiment aux effets cumulatifs.

Étape de l'exploitation

L'Office constate que sans compter les modifications du produit, du sens d'écoulement et de la technique d'exploitation, les activités d'exploitation du projet demeurent essentiellement inchangées par rapport à ce qui est autorisé actuellement pour la canalisation 9 et réglementé par l'Office. Une fois les mesures d'atténuation appliquées, les niveaux sonores attribuables aux activités d'exploitation devraient respecter les lignes directrices provinciales, sauf durant les travaux d'entretien ou les patrouilles sur l'emprise, lesquels produiraient aussi des émissions atmosphériques en quantité limitée. Selon l'Office, même s'il est probable que ces émissions occasionnelles auront des effets résiduels, ceux-ci seraient très mineurs et de courte durée, si bien que leur apport aux effets cumulatifs serait plutôt négligeable.

L'Office constate en outre que d'infimes émissions de GES risquent de s'échapper des vannes et des raccords durant l'exploitation du pipeline. Il ne considère pas que cette augmentation des émissions à l'état de traces entraînerait une hausse de toutes les émissions de GES de quelque ordre de grandeur que ce soit qui modifierait les émissions déclarables et qu'elle serait négligeable et ne serait pas susceptible de contribuer vraiment aux effets cumulatifs.

6.3 Questions socioéconomiques

L'Office s'attend à ce que les sociétés déterminent et prennent en compte les incidences éventuelles d'un projet sur les conditions socioéconomiques, y compris les mesures permettant d'en atténuer les effets négatifs et d'en améliorer les retombées. Les effets socioéconomiques découlant de changements de l'environnement sont examinés dans le rapport d'évaluation environnementale et socioéconomique, à la section 6.2.

Les effets socioéconomiques qui découlent directement de l'existence même du projet sont abordés ci-dessous. D'autres effets économiques comme les incidences économiques du projet sur le Canada sont abordés au chapitre 8 (Faisabilité économique).

6.3.1 Infrastructure et services

Opinion d'Enbridge

Enbridge a indiqué que la livraison de matériaux de construction, l'équipement et les allées et venues quotidiennes des travailleurs de la construction devraient entraîner une légère augmentation de la circulation à chaque site du projet. La société s'est aussi engagée à

communiquer ouvertement avec les parties prenantes au sujet du projet et du calendrier de construction. Enbridge a donc affirmé que selon les prévisions, les effets résiduels négatifs ne seraient pas importants.

Dans son énoncé des incidences environnementale et socioéconomique, Enbridge a affirmé que l'effectif requis pour construire le projet exigerait de loger au plus 40 personnes pendant sept mois à chacun des sites de projet (station ou terminal). Les possibilités d'emploi de courte durée et les achats de matériaux, d'aliments et de services d'hébergement sur le marché local pourraient aussi augmenter au cours des périodes d'entretien du projet, et c'est pourquoi il est prévu que le projet aura des retombées positives.

6.3.2 Emploi et économie

Opinion d'Enbridge

Dans son ÉIES, Enbridge a déclaré que le projet aurait des retombées favorables sur l'emploi et l'économie en raison des perspectives de contrats de construction et d'exploitation qui s'ouvriraient aux entreprises locales compétentes et des possibilités d'emploi qui seraient offertes aux travailleurs locaux, dans la mesure du possible. Le projet devrait créer au total trois postes permanents et jusqu'à 40 postes temporaires pour des travailleurs de la construction à chacun des sites du projet (station ou terminal).

Enbridge a notamment déposé en preuve un rapport produit par Demke Management Ltd. (le rapport Demke) qui conclut que les retombées directes du projet comprennent 1,6 milliard de dollars en dépenses de construction et revenus de transport pipelinier sur 30 ans (dont 60 % en Ontario et 40 % au Québec). Enbridge s'attend aussi à ce que le projet ait des effets indirects positifs sur les affaires à la suite des achats de matériaux, d'aliments et de services d'hébergement des travailleurs sur le marché local. C'est pourquoi la société a affirmé que la construction et l'exploitation du projet devraient avoir des effets résiduels positifs de courte durée sur l'utilisation des ressources locales et des effets résiduels positifs de longue durée sur l'emploi et l'économie locaux.

Opinion des participants

Progressive Contractors Association of Canada, TDT Crews

La Progressive Contractors Association a soutenu que le projet offrirait des possibilités d'emploi à ses entreprises membres et leurs employés. Dans une lettre de commentaires, la société TDT Crews a pour sa part affirmé que le projet d'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9B devait être réalisé parce qu'il créerait des emplois bien rémunérés.

Opinion de l'Office

L'Office exige que les sociétés assujetties à sa réglementation cernent et prennent en considération les conséquences socioéconomiques de leurs projets sur les particuliers, les groupes, les collectivités et la société en général, ce qui inclut la prise en considération

des effets socioéconomiques favorables et défavorables, ainsi que de toute mesure proposée pour favoriser les retombées et atténuer les effets négatifs.

Aucune préoccupation importante n'a été soulevée par Enbridge ou les participants, ni cernée par l'Office en ce qui a trait à l'effet sur l'infrastructure ou les services existants. L'Office est convaincu que le projet aurait des retombées favorables sur le plan de l'emploi et de l'économie en raison des perspectives de contrats de construction qui s'ouvriraient aux entreprises locales compétentes et des possibilités d'emploi qui seraient offertes aux travailleurs locaux, dans la mesure du possible.

6.4 Questions foncières

L'Office précise dans son *Guide de dépôt* les renseignements qu'il s'attend à recevoir à l'appui d'une demande de certificat présentée en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. En général, le demandeur doit décrire et justifier le tracé proposé du pipeline et l'emplacement des installations connexes, ainsi que ses besoins permanents et provisoires en terrains. Cette information permet à l'Office d'évaluer la pertinence du tracé proposé, les besoins en terrains envisagés et le programme d'acquisition de terrains du demandeur. Comme le projet porte sur un pipeline existant qui est actuellement en exploitation et qu'il n'exige pas d'emprise nouvelle, les préoccupations liées au choix du trajet ne s'appliquent pas.

6.4.1 Besoins en terrains et superficie

Opinion d'Enbridge

Dans sa description du contexte d'utilisation des terrains aux fins du projet, Enbridge a expliqué que les terres situées à proximité des sites du projet servaient à des fins agricoles, rurales, urbaines et industrielles combinées.

Enbridge a déclaré que le projet n'exige pas de nouveaux droits fonciers permanents, visant notamment une nouvelle superficie ou la modification de droits, relativement à la superficie actuelle. Tous les travaux liés au projet se dérouleraient dans le périmètre des sites existants, dans les limites des terrains qui appartiennent à Enbridge ou des aires de travail temporaires décrites à la section 6.1. Enbridge a affirmé que le besoin minimal d'infrastructures nouvelles réduit l'impact du projet sur l'environnement et sur les parties prenantes.

6.4.2 Processus d'acquisition de terrains

Opinion d'Enbridge

Enbridge a confirmé être en consultation avec le propriétaire des terrains industriels en ce qui concerne l'aire de travail temporaire qui se trouverait à proximité du terminal de Montréal et qu'elle est déterminée à obtenir toutes les autorisations appropriées relativement aux terrains avant le début de la construction.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que les besoins d'Enbridge en matière de terrains, et la superficie de ceux-ci, sont acceptables puisque les travaux liés au projet se dérouleraient presque entièrement dans les limites actuelles des sites, sur l'emprise d'Enbridge qui a déjà été perturbée. Il reconnaît les efforts déployés par Enbridge pour réduire le plus possible l'incidence éventuelle du projet sur l'environnement et les parties prenantes en proposant de modifier des installations existantes et d'éviter autant que possible les travaux à l'extérieur de la superficie actuelle. L'Office constate en outre que les besoins prévus d'Enbridge en ce qui a trait aux droits fonciers liés aux aires de travail temporaires sont acceptables et que le processus établi par la société pour acquérir ces droits l'est aussi.

Chapitre 7

Questions autochtones

À titre de décideur quasi judiciaire, l'Office doit veiller à ce que ses processus respectent le principe d'équité et les règles de justice naturelle. De plus, l'Office conçoit ses attributions, dont celles conférées par l'article 58 de la Loi, en conformité avec la *Loi constitutionnelle de 1982*, notamment l'article 35.

L'Office prend en considération les intérêts et les préoccupations des populations autochtones avant de rendre une décision qui pourrait avoir des conséquences sur ces intérêts. Lorsqu'un projet risque d'influer sur les droits et intérêts des peuples autochtones, l'Office recueille autant d'éléments de preuve que possible afin de pouvoir évaluer les effets potentiels et en tenir compte dans sa décision finale. À cette fin, l'Office s'appuie sur son processus d'audience et le Programme de participation accrue des Autochtones. Suivant ce programme, l'Office prend l'initiative de contacter les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par un projet futur afin de les aider à comprendre son processus de réglementation et les façons dont ils peuvent y participer. Se fondant sur un examen des territoires traditionnels, l'Office fait parvenir une lettre à chacun des groupes autochtones éventuellement touchés pour les mettre au courant du projet et du rôle de réglementation qu'il doit jouer et leur offrir plus d'information sur le processus d'audience. Après l'envoi des lettres, le personnel de l'Office assure le suivi, répond aux questions ou tient des réunions d'information, sur demande.

En outre, suivant le *Guide de dépôt* de l'Office, le promoteur est tenu de recenser les groupes autochtones susceptibles d'être touchés et d'ouvrir un dialogue avec eux avant le dépôt de la demande concernant le projet. Le *Guide de dépôt* exige que le promoteur consulte les groupes autochtones intéressés dès le début de la planification du projet et qu'il fasse rapport de ses activités à l'Office. De plus, il prescrit que la demande doit fournir des renseignements détaillés sur tous les enjeux ou sujets de préoccupation qui sont soulevés par des groupes autochtones ou cernés par le promoteur lui-même.

Outre la communication de renseignements techniques sur les effets éventuels du projet, notamment du point de vue des pêches, de la faune, de la végétation et des ressources patrimoniales, entre autres éléments, le promoteur doit faire des efforts raisonnables pour consulter les groupes autochtones susceptibles d'être touchés et doit présenter à l'Office des renseignements sur les résultats de ces consultations. En particulier, le promoteur doit produire une preuve concernant la nature des intérêts et des préoccupations des groupes autochtones intéressés, les sujets de préoccupation qu'ils ont fait valoir, la façon dont le promoteur a abordé ces préoccupations et la mesure dans laquelle elles ont été réglées. Le promoteur est généralement le mieux placé pour résoudre les préoccupations des Autochtones au sujet d'un projet avant même le dépôt de la demande, pendant que le projet en est encore à l'étape de l'élaboration.

L'Office évalue si le programme de consultation du promoteur a été suffisant et tient compte de toute autre preuve versée au dossier au sujet des consultations menées. Le promoteur est censé faire rapport sur tous les intérêts et sujets de préoccupation que les groupes autochtones lui ont signalés, même s'il ne pouvait pas ou ne voulait pas résoudre les enjeux soulevés. Plus le risque de conséquences graves sur les droits et intérêts autochtones est grand, plus les attentes de l'Office sont exigeantes en ce qui a trait aux consultations que le promoteur doit mener auprès du groupe autochtone éventuellement touché. S'il n'y a qu'une faible possibilité que le projet ait des effets sur un groupe autochtone, ou si l'effet serait minime, l'Office ne s'attend généralement pas à ce que le promoteur ait des consultations aussi approfondies. L'Office encourage les groupes autochtones à participer au processus de consultation du promoteur afin de l'aviser au plus tôt de leurs préoccupations, pour qu'elles soient prises en ligne de compte et éventuellement résolues avant le dépôt de la demande.

Outre les consultations individuelles que les promoteurs engagent avec les groupes autochtones, il faut savoir que le processus d'audience de l'Office fait aussi partie du processus de consultation global. Les groupes autochtones qui s'inquiètent au sujet de l'incidence éventuelle du projet proposé sur leurs droits et leurs intérêts peuvent faire valoir leur point de vue directement devant l'Office.

Par le passé, des participants autochtones ont choisi diverses façons de présenter leur point de vue à l'Office (par exemple, le dépôt d'une preuve à titre d'intervenant, une lettre de commentaires, la présentation d'une plaidoirie finale). Pour ceux qui obtiennent la qualité d'intervenant, l'Office peut leur faciliter la participation au processus grâce à son Programme d'aide financière aux participants.

Le processus décrit ci-dessus permet à l'Office de connaître et de prendre en compte les droits et intérêts des groupes autochtones qui peuvent être affectés par un projet. De plus, ceux qui participent au processus d'audience sont pleinement au courant des éléments de preuve que l'Office prendra en considération dans sa décision.

Avant de se prononcer sur un projet, l'Office détermine si son processus est bien complet pour être sûr que tous les groupes autochtones éventuellement touchés ont eu une possibilité raisonnable de lui faire part de leurs préoccupations. Il passe en revue tous les renseignements pertinents qui lui ont été présentés, y compris l'information sur les consultations menées auprès des groupes autochtones, les points de vue qu'ils ont exprimés, les effets du projet sur leurs droits et intérêts, et les mesures d'atténuation proposées. Lorsqu'il évalue les effets possibles d'un projet et détermine s'il est d'utilité publique, l'Office examine la nature et l'importance des intérêts et préoccupations des groupes autochtones dans l'optique des conséquences que le projet pourrait avoir sur ces intérêts. Il tient également compte des mesures proposées pour éviter ou atténuer les effets du projet sur les droits et les intérêts des peuples autochtones. Enfin, avant de déterminer si le projet est d'intérêt public, l'Office en examine l'ensemble des retombées et des inconvénients et met en balance les intérêts et préoccupations des Autochtones, d'une part, et tous les autres facteurs et intérêts, d'autre part.

7.1 Participation et consultation des groupes autochtones

L'Office a lancé les activités de son Programme de participation accrue des Autochtones pour le projet après le dépôt d'un dossier préliminaire le 11 octobre 2012.

Enbridge avait recensé dans sa demande les 14 organisations et groupes autochtones suivants :

- Première Nation d'Alderville
- Première Nation de Hiawatha
- Première Nation Mississaugas of the New Credit
- bande des Mohawks de la baie de Quinte
- bande Six Nations of the Grand River
- Première Nation de Kahnawà:ke
- Première Nation de Kanesatake
- Bande des Mohawks d'Akwesasne
- Première Nation Aamjiwnaang
- Première Nation de Walpole Island
- Bande des Chippewas de Kettle et de Stony Point
- Première Nation des Chippewas de la Thames
- Première Nation Munsee-Delaware
- Nation des Oneidas de la Thames

L'Office a relevé par la suite les cinq autres organisations et groupes autochtones suivants :

- Première Nation de Caldwell
- Première Nation des Moraviens de la Thames
- Nation Métis de l'Ontario
- Nation Métis de l'Ontario – Conseil des Métis de la rivière Credit
- Nation Métis de l'Ontario – Conseil des Métis de la rivière Grand

Le 8 février 2013, l'Office a fait parvenir des lettres aux 19 groupes autochtones pour les informer du projet et du rôle de réglementation qu'il doit jouer à son égard. Après l'envoi des lettres, des membres du personnel de l'Office ont fait le suivi par téléphone pour répondre aux questions ou organiser des réunions, sur demande. Trois groupes ont demandé d'avoir des rencontres au sujet du processus d'audience de l'Office et des réunions ont été menagées avec chacun d'eux : la Première Nation de Caldwell et le conseil Mohawk de Kahnawà:ke, le 4 avril 2013, le conseil Mohawk de Kahnawà:ke, le 31 juillet 2013, et la Première Nation Mississaugas of the New Credit, le 3 avril 2013.

Tel que l'indique le tableau 7-1, onze groupes, particuliers et organisations autochtones, ou organismes comptant des membres autochtones, ont pris part à l'instance OH-002-2013.

Tableau 7-1 – Participants autochtones

	Niveau de participation	Dépôt d'une lettre de commentaires	Production d'une preuve	Plaidoirie finale
Première Nation Aamjiwnaang	Intervenant		•	•
Première Nation des Chippewas de la Thames	Intervenant		•	•
Conseil Mohawk de Kahnawà:ke	Intervenant		•	•
Première Nation Mississaugas of the New Credit	Intervenant		•	•
Grand River Indigenous Solidarity	Intervenant		•	•
Premières Nations signataires des traités Williams	Auteur d'une lettre de commentaires	•		
Conseil des chefs des Premières Nations de l'Ontario	Auteur d'une lettre de commentaires	•		
M. Jesse McCormick	Intervenant		•	•
M ^{me} Carrie Lester	Intervenant		•	•
Rising Tide Toronto	Intervenant		•	•
Conseil Mohawk de Kanesatake	Auteur d'une lettre de commentaires	•		

Comme il est mentionné à la section 2.3.2, les participants autochtones suivants ont demandé et reçu des fonds dans le cadre du Programme d'aide financière aux participants afin de participer à l'instance : la Première Nation Aamjiwnaang, la Première Nation des Chippewas de la Thames et la Première Nation Mississaugas of the New Credit.

Opinion d'Enbridge

Enbridge a indiqué qu'elle a instauré une politique concernant les Amérindiens et les Autochtones (politique concernant les Autochtones) à l'échelle de l'entreprise pour favoriser de bons rapports de travail avec les collectivités autochtones dans les régions où elle exploite des pipelines. La politique concernant les Autochtones énonce les principes essentiels qui doivent régir ses rapports avec les collectivités autochtones, notamment le respect des pratiques et des territoires traditionnels, des sites patrimoniaux, du milieu naturel et du savoir traditionnel.

Enbridge s'est inspirée des principes sous-tendant sa politique concernant les Autochtones pour mener son processus de participation des Autochtones au projet, notamment : établir des liens, transmettre l'information sur le projet, se mettre à l'écoute des préoccupations des Autochtones et en tenir compte et maintenir un dialogue suivi sur le projet, ses effets possibles et ses retombées.

Enbridge a commencé à mettre en œuvre sa politique concernant les Autochtones pour le projet en mai 2012. Les activités liées au projet se dérouleraient entièrement dans les limites des propriétés et de l'emprise actuelle d'Enbridge, sauf pour une petite superficie à l'extérieur de l'emprise qui serait utilisée comme aire de travail temporaire pour la construction sur un des chantiers du projet, et aucun travail n'aurait lieu sur des terres publiques. Cependant, en raison du haut niveau d'intérêt et du degré élevé de sensibilisation du public à l'égard de ses activités dans l'Est du Canada, Enbridge a pris l'initiative d'élargir sa stratégie de participation des Autochtones pour rejoindre les collectivités autochtones établies dans un périmètre d'environ 50 km de l'emprise sur toute la longueur de la canalisation 9, ajoutant ainsi les collectivités vivant entre Westover et Sarnia.

Enbridge a indiqué que pour les 19 groupes susmentionnés, elle a mené les activités décrites ci-après afin d'engager la participation des collectivités autochtones au projet :

- envois postaux de lettres et de documentation concernant le projet;
- suivi au moyen d'appels téléphoniques;
- assemblées portes ouvertes dans les collectivités autochtones;
- rencontres en personne et exposés sur le projet;
- visites dans les collectivités et remise de documents d'information;
- surveillance continue des enjeux et suivi.

Enbridge a déposé des résumés de ses activités de participation des Autochtones qui fournissent un aperçu de ses envois postaux, réunions, appels téléphoniques et entretiens continus auprès de groupes autochtones.

Enbridge a indiqué, de plus, que dans le cadre des rapports opérationnels qu'elle entretient de façon continue, elle recherche constamment les occasions de rencontrer les collectivités autochtones pour les renseigner sur ses programmes de sensibilisation du public et voir comment les connaissances des populations autochtones locales pourraient aider à orienter ses programmes ou lui permettre de les améliorer. Elle a affirmé son intention de consulter toute collectivité ou organisation autochtone qui se présente d'elle-même et déclare être touchée par le projet. Enfin, Enbridge a pris l'engagement de se tenir à la disposition des collectivités autochtones, pour avoir des rencontres, sur demande, leur fournir de l'information et des mises à jour sur le projet, répondre à leurs demandes de renseignements, cerner les enjeux propres au projet, obtenir des renseignements et résoudre les sujets de préoccupation soulevés.

Opinion des participants autochtones

Les participants autochtones à l'instance trouvaient à redire des moyens qu'Enbridge avait pris pour les intéresser au projet et ont aussi exprimé des préoccupations à propos des consultations de la Couronne. Ils ont argué qu'en raison de l'insuffisance des consultations, les effets éventuels du projet sur les intérêts autochtones ne sont pas entièrement compris, ni pris en ligne de compte. Sont relevées ci-dessous certaines des préoccupations qui ont été exprimées au cours de l'instance, à titre indicatif.

Première Nation Aamjiwnaang

La Première Nation Aamjiwnaang a sollicité le statut d'intervenant et a bénéficié de fonds dans le cadre du Programme d'aide financière aux participants pour pouvoir participer au processus de l'Office. Dans sa déclaration sous serment, le chef Chris Plain a reproché à Enbridge de n'avoir pas fait des efforts suffisants pour engager la participation de la Première Nation dans le cadre du projet, de sorte que ses préoccupations concernant les menaces éventuelles pour la santé et l'incidence sur ses droits ancestraux et issus de traités n'avaient pas vraiment été prises en considération.

Conseil Mohawk de Kahnawà:ke

Dans sa preuve écrite, le Conseil Mohawk de Kahnawà:ke a soutenu que les activités de participation des Autochtones dont Enbridge a fait rapport à l'Office consistaient en la communication de renseignements de base sur le projet et des échanges de correspondance en vue d'organiser des rencontres de suivi. Il a affirmé qu'il n'y avait eu aucune participation valable, ni véritable échange d'information entre le Conseil et Enbridge pendant la période de rapport visée par le résumé d'Enbridge. Il a de plus mis l'Office en garde contre le fait d'interpréter chaque rencontre ou échange entre Enbridge et une Première Nation comme une consultation fructueuse.

Le Conseil Mohawk de Kahnawà:ke a aussi affirmé, en plaidoirie finale, que les répercussions éventuellement importantes d'un incident qui surviendrait pendant l'exploitation du projet justifient une démarche de consultation plus exhaustive que les activités minimales qu'Enbridge a entreprises. Il a souligné que les assemblées portes ouvertes qu'Enbridge avait organisées et les réponses fournies aux demandes de renseignements n'avaient pas suffi pour résoudre les préoccupations que le Conseil ou d'autres participants autochtones avaient soulevées.

Le Conseil Mohawk de Kahnawà:ke a soutenu qu'Enbridge devrait mettre à jour le rapport sur les activités de participation continues (**condition 24** de l'ordonnance actuelle en vertu de la partie III de la Loi) dont il est question dans l'ébauche des conditions éventuelles OH-002-2013, jointe à la mise à jour procédurale n° 4 de l'Office, tous les six mois durant les trois premières années d'exploitation, puis une fois par année pendant le reste de la période d'exploitation du pipeline.

Première Nation des Chippewas de la Thames

La Première Nation des Chippewas de la Thames a bénéficié de fonds dans le cadre du Programme d'aide financière aux participants afin de participer à l'instance en qualité d'intervenant. Dans sa preuve écrite, elle a soutenu que les moyens pris par Enbridge pour faire participer ses membres au projet n'ont pas permis de répondre de façon satisfaisante à ses préoccupations concernant les effets éventuels sur la santé et l'incidence sur ses droits ancestraux et issus de traités.

Première Nation Mississaugas of the New Credit

La Première Nation Mississaugas of the New Credit a demandé et reçu des fonds dans le cadre du Programme d'aide financière aux participants afin de participer à l'instance en tant qu'intervenant. Elle a adressé des demandes de renseignements à Enbridge, obtenu une prorogation de délai, aux termes de la décision n° 16 relativement à une requête, pour le dépôt d'une preuve et déposé une plaidoirie finale écrite. Elle a affirmé dans sa preuve qu'Enbridge ne la consulte pas activement et ne tient pas compte de ses préoccupations concernant l'exploitation et l'entretien continu de la canalisation 9.

Premières Nations assujetties aux traités Williams

Les Premières Nations assujetties aux traités Williams ont présenté une lettre de commentaires soulignant qu'il fallait que l'information communiquée soit adaptée aux différences culturelles, afin de tenir compte des besoins des Premières Nations et du manque de capacité qui existe chez la plupart des collectivités des Premières Nations qui souhaiteraient participer à des initiatives de défense de l'environnement afin de gérer leurs terres, leurs eaux et l'air.

Conseil Mohawk de Kanesatake

Le Conseil Mohawk de Kanesatake a demandé la permission de présenter une lettre de commentaires une fois le processus d'audience bien entamé, et l'Office, suivant sa décision n° 22, l'a autorisé à participer ainsi à l'instance. Il a soutenu qu'Enbridge avait négligé d'engager des consultations véritables avec ses membres concernant la canalisation 9, soulignant que l'envoi postal de lettres types à toutes les parties prenantes susceptibles d'être touchées d'une manière générale par le projet n'est pas suffisant.

Grand River Indigenous Solidarity

L'organisation Grand River Indigenous Solidarity a participé à l'instance à titre d'intervenant. Dans sa preuve écrite, elle a exprimé des préoccupations au sujet des activités de consultation d'Enbridge et a souligné que cette dernière n'avait fait qu'aviser les groupes autochtones concernés au sujet du projet, au lieu d'engager de véritables consultations avec eux.

Carrie Lester

Dans sa plaidoirie finale orale, M^{me} Lester a exprimé des frustrations à propos de la complexité du processus de l'Office. En particulier, elle a souligné l'investissement de temps, le caractère peu commode du processus et la somme de lectures qu'il fallait faire pour y participer.

Jesse McCormick

Dans sa plaidoirie finale écrite, M. McCormick a soutenu que les engagements énoncés dans la politique concernant les Autochtones d'Enbridge ne sont que des paroles creuses et qu'Enbridge n'a fait preuve d'aucun engagement en faveur des Premières Nations pour ce qui concerne l'octroi de contrats, la formation, l'équité ou la gérance environnementale dans le cadre du projet.

Rising Tide Toronto

Rising Tide Toronto a affirmé dans sa plaidoirie finale orale que faute d'avoir mené un processus de consultation adéquat auprès des collectivités autochtones, Enbridge ignorait l'existence de plusieurs lieux de sépulture sacrés, revendications territoriales en cours et violations des dispositions de traités.

Réplique d'Enbridge

En réponse aux allégations concernant l'insuffisance des activités qu'elle a mises en œuvre pour consulter les groupes autochtones et susciter leur participation, Enbridge a déclaré que par le truchement de son programme de participation des Autochtones, elle avait communiqué des renseignements sur le projet, offert aux groupes autochtones l'occasion de faire valoir leurs préoccupations au sujet du projet (y compris leurs points de vue concernant ses effets et leurs droits ancestraux et issus de traités) et tenu compte des préoccupations exprimées, selon les besoins. Enbridge avait fait connaître le projet par l'envoi d'avis et de renseignements écrits, elle avait convié des groupes autochtones à des assemblées portes ouvertes et elle avait assisté à des rencontres en personne.

À la lumière de ces démarches, Enbridge a soutenu que le dossier de l'instance renferme la preuve que tous les groupes autochtones susceptibles d'être touchés, ou ayant exprimé un intérêt à l'égard du projet, ont reçu de l'information à son sujet et ont bénéficié de diverses occasions de lui faire part de leur point de vue, ainsi qu'à l'Office.

7.2 Effets du projet sur les groupes autochtones

Opinion d'Enbridge

Enbridge a indiqué qu'à l'exception de quelques aires de travail temporaires adjacentes au chantier du terminal de Montréal, le projet se déroulerait entièrement dans les limites de stations et de terminaux en service existants, possédés ou contrôlés par elle, ou le long de son emprise actuelle, qui se trouve sur des terrains privés. Le projet ne toucherait à aucune terre publique,

l'affectation actuelle des sols aux emplacements du projet est incompatible avec toute utilisation traditionnelle des terres et les terres en question ne sont pas utilisées actuellement pour l'exercice de droits traditionnels. Enbridge fondait ses dires sur ses longs antécédents – de plus de 30 ans – dans l'exploitation de pipelines et d'installations en Ontario et au Québec, dont l'emprise actuelle de la canalisation 9.

Enbridge a ajouté que son objectif primordial et sa première priorité sur le plan opérationnel est de garantir la sécurité et la fiabilité de ses réseaux pipeliniers pour les personnes qui vivent et travaillent à proximité de ceux-ci partout en Amérique du Nord, ses employés et ses clients. Elle a produit une évaluation révisée des risques pipeliniers dont il ressort que l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 ferait augmenter de 2,2 % le risque évalué. En d'autres termes, il y a augmentation apparente des risques sur 60 des 2 730 tronçons de pipeline de 305 mètres de long situés entre Montréal et Sarnia. Enbridge a soutenu, toutefois, que la modification du risque entraînée par le projet est minime et que les stratégies de gestion et d'atténuation des risques qu'elle a en place permettent d'en maîtriser les conséquences éventuelles.

Opinion des participants autochtones

La plupart des participants autochtones ont dit craindre qu'un déversement causé par la canalisation 9 n'affecte les activités traditionnelles pratiquées sur le territoire. Ils ont aussi exprimé des préoccupations au sujet de l'approbation initiale de la canalisation 9 et des activités actuelles d'exploitation et d'entretien qui y sont menées. En outre, certains participants autochtones ont formulé des inquiétudes à propos de l'incidence du projet sur les ressources archéologiques et patrimoniales. Sont exposées ci-après certaines des préoccupations exprimées par des participants autochtones au cours de l'instance.

Première Nation Aamjiwnaang

La Première Nation Aamjiwnaang a présenté une étude préliminaire sur les utilisations traditionnelles des terres décrivant les pratiques traditionnelles auxquelles se livrent actuellement ses membres qui utilisent les terres et les ressources au voisinage de l'emprise de la canalisation 9, lesquelles pratiques, a-t-elle affirmé, pourraient être perturbées par un déversement, une fuite ou un écoulement de pétrole qui surviendrait ultérieurement sur la canalisation 9. Dans sa déclaration sous serment, le chef Chris Plain a dit craindre qu'un déversement sur la canalisation 9 n'ait de sérieuses conséquences sur la santé des membres de la Première Nation, de même que sur leurs droits ancestraux et issus de traités. Dans sa plaidoirie finale orale, la Première Nation Aamjiwnaang a indiqué qu'elle se préoccupe tout particulièrement des effets qu'un déversement pourrait avoir sur les voies d'eau qu'elle utilise à des fins traditionnelles, dont le ruisseau Talfourd et la rivière Saint-Clair situés à proximité du terminal de Sarnia.

La Première Nation Aamjiwnaang se préoccupait également de l'augmentation des émissions produites au terminal de Sarnia qui résulterait de l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 et de l'aggravation des effets du projet sur la santé de la collectivité. Elle a déclaré dans sa preuve écrite qu'il importe de tenir compte des conséquences d'éventuels déversements, fuites et écoulements sur le plan environnemental, socioéconomique et sanitaire, ainsi que de

l'augmentation de la quantité de contaminants toxiques et de polluants qui seraient rejetés dans l'atmosphère au terminal de Sarnia du fait de l'exploitation de la canalisation 9.

Première Nation des Chippewas de la Thames

La Première Nation des Chippewas de la Thames a présenté une étude préliminaire sur les utilisations traditionnelles des terres indiquant les sites particuliers et territoires de chasse dans le bassin versant de la rivière Thames où ses membres exploitent diverses espèces de poissons, d'oiseaux et de mammifères, et récoltent des plantes médicinales, la sève d'érable et d'autres espèces de flore; certains des sites sont directement adjacents à l'emprise de la canalisation 9. Dans sa déclaration sous serment, le chef Joe Miskokomon a exprimé des craintes au sujet des nouveaux effets négatifs que des déversements, des fuites et des écoulements à partir de la canalisation 9 pourraient avoir sur leur utilisation traditionnelle du territoire et de la rivière Thames. La Première Nation a affirmé dans sa preuve que la pratique de ces activités est protégée par les droits ancestraux et issus de traités, et que tout écoulement provenant de la canalisation 9 aurait des conséquences directes sur la santé de ses membres et pourrait détruire leur territoire traditionnel, ou y causer des dommages considérables ou irréparables.

Première Nation Mississaugas of the New Credit

La Première Nation Mississaugas of the New Credit a déclaré dans sa preuve écrite qu'elle partage les préoccupations de la Première Nation Aamjiwnaang et de la Première Nation des Chippewas de la Thames au sujet de l'incidence qu'un déversement de la canalisation 9 pourrait avoir sur sa capacité d'exercer ses droits ancestraux et ses activités traditionnelles, notamment la récolte de plantes médicinales. De plus, elle estime que les fouilles de vérification de l'intégrité qu'Enbridge se propose de mener le long du projet d'inversion et d'accroissement de la capacité aggraverait le risque. Selon elle, le programme de fouilles à mener en 2013 et 2014 est indissociable du projet et l'Office devrait tenir compte des effets connexes dans le cadre de l'instance. La Première Nation estime, en effet, que le programme de fouilles de vérification pourrait causer la destruction de ressources archéologiques, au même titre que les travaux de remuement du sol qui seraient nécessaires pour nettoyer un déversement. Dans sa plaidoirie finale écrite, elle a rejeté les arguments d'Enbridge selon lesquels il n'y a pas de ressources archéologiques à protéger qui justifieraient de faire une évaluation archéologique étant donné que les activités liées au projet se dérouleraient sur des terres déjà perturbées. Elle a argué, par conséquent, qu'Enbridge doit engager des surveillants autochtones et effectuer une évaluation archéologique sur tout chantier qui a un fort potentiel de receler des ressources archéologiques ou qui soulève de graves préoccupations environnementales.

Conseil Mohawk de Kahnawà:ke

Le Conseil Mohawk de Kahnawà:ke a affirmé dans sa preuve écrite que les plans d'eau avoisinant la canalisation 9 représentent une source d'eau potable pour la collectivité. Il a exprimé la crainte qu'un incident causant un déversement de pétrole à partir de la canalisation 9 n'ait des conséquences directes sur ses droits, ses intérêts et ses territoires traditionnels. Il a souligné qu'à cause de la portée limitée de l'énoncé des incidences environnementales et socioéconomiques du projet et des mesures d'atténuation proposées, ces effets éventuels n'ont

pas été pris en ligne de compte. Par conséquent, il a recommandé qu'Enbridge soit tenue de lui soumettre, ainsi qu'à l'Office, un rapport qui traite des préoccupations particulières de sa collectivité. Il a aussi demandé qu'Enbridge fournisse les détails de son plan d'intervention en cas d'urgence, dans l'éventualité où un déversement de pétrole détruirait la réserve d'eau potable de 24 heures de la collectivité. Dans sa plaidoirie finale orale, le Conseil Mohawk de Kahnawà:ke a recommandé d'exiger comme condition d'approbation qu'Enbridge ait des consultations avec les Premières Nations au moment d'élaborer et de mettre à jour son manuel des mesures d'urgence.

Grand River Indigenous Solidarity

Grand River Indigenous Solidarity a affirmé dans sa preuve écrite qu'un déversement le long de la canalisation se répercuterait sur toutes les collectivités qui se servent de l'eau et des terres situées sur le trajet de l'oléoduc.

Rising Tide Toronto

En plaidoirie finale, Rising Tide Toronto s'est inquiété de la possibilité que des ressources patrimoniales et des sites d'importance historique ou spirituelle soient perturbés par l'exécution du projet. Le groupe craignait aussi que le projet n'entraîne des dommages environnementaux affectant l'utilisation du territoire à des fins traditionnelles et de subsistance, ainsi que des effets délétères sur la santé des collectivités qui exploitent les ressources au voisinage de la canalisation 9.

Jesse McCormick

M. McCormick a soutenu dans sa plaidoirie finale écrite qu'il faudrait obliger Enbridge à effectuer une évaluation archéologique, et que si des ressources patrimoniales étaient découvertes pendant les travaux de construction ou une évaluation archéologique sur un chantier du projet, Enbridge devrait prévenir les collectivités autochtones intéressées ou susceptibles d'être touchées et cesser tous les travaux jusqu'à ce que la société et la collectivité autochtone concernée aient convenu d'une ligne de conduite appropriée.

Réplique d'Enbridge

Enbridge a fait valoir qu'au moment d'examiner les conséquences du projet sur les droits et intérêts des groupes autochtones, il est fondamental de garder à l'esprit qu'outre les quelques aires de travail temporaires requises, le projet se déroulerait entièrement sur des terrains déjà perturbés et dans les limites de stations et de terminaux existants et en service qu'Enbridge possède ou contrôle. La société a soutenu, de plus, qu'aucune activité comportant la perturbation du sol n'est prévue le long de l'emprise et que les effets du projet sur les droits et intérêts des Autochtones seraient négligeables et atténués convenablement.

Enbridge a déclaré qu'elle est déterminée à collaborer avec les Premières Nations et leurs collectivités pendant tout le cycle de vie de la canalisation 9. Pour ce qui est des préoccupations exprimées au sujet de l'incidence de fuites et de déversements sur la pratique des activités

traditionnelles, elle s'est engagée à offrir aux membres des Premières Nations d'autres occasions de visiter les emplacements du projet et d'observer ses activités quotidiennes dans la région. Selon Enbridge, ces visites devraient leur permettre de mieux comprendre les pratiques de la société et l'importance qu'elle accorde à la sécurité. En outre, Enbridge s'est engagée à consulter les Premières Nations au moment d'élaborer et de mettre à jour son manuel des mesures d'urgence, en application de l'article 33 du RPT.

En réponse aux préoccupations soulevées par Rising Tide Toronto, la Première Nation Mississaugas of the New Credit et M. McCormick à l'égard des ressources patrimoniales et des sites d'importance historique et spirituelle, Enbridge a affirmé qu'elle se conformerait à toutes les exigences réglementaires et qu'elle consulterait les collectivités intéressées si des sites d'intérêt patrimonial ou culturel, ou des artefacts, étaient découverts avant ou après le début de la construction.

Enbridge a indiqué qu'elle collabore avec la Première Nation Aamjiwnaang pour mieux comprendre les effets éventuels du projet et trouver des façons de remédier aux enjeux que la Première Nation a soulevés. Elle travaille également avec la Première Nation des Chippewas de la Thames pour développer sa capacité d'effectuer un examen technique du projet et pour rassembler de l'information sur les utilisations traditionnelles des terres afin de cerner les zones sensibles et faire ressortir les préoccupations liées au projet. Enbridge a soutenu qu'elle a répondu, dans la mesure du possible, aux préoccupations que les groupes autochtones ont soulevées à propos du projet. Elle a en outre nié les affirmations de la Première Nation Aamjiwnaang concernant l'ajout d'un autre réservoir de stockage au terminal de Sarnia pour permettre d'y entreposer plus de pétrole brut.

Enbridge s'est engagée à chercher les occasions de permettre aux Premières Nations de bénéficier d'une véritable participation économique au projet, tout en continuant de leur fournir les possibilités d'éducation et de formation nécessaires pour les doter de la capacité de le faire. Compte tenu des activités et des engagements mis en œuvre dans le cadre de son programme de participation des Autochtones, Enbridge a affirmé qu'elle a satisfait aux exigences relatives à la consultation des collectivités autochtones.

Opinion de l'Office

Participation et consultation des groupes autochtones

Le processus de l'Office se veut exhaustif en permettant aux groupes autochtones participants de lui faire part de leurs préoccupations afin qu'il en tienne compte dans sa décision finale. Cet objectif est atteint, en partie, en obligeant les promoteurs de projet, tels qu'Enbridge, à satisfaire aux exigences du *Guide de dépôt*. L'Office exige que les demandeurs amorcent au plus tôt des entretiens et des consultations avec les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le projet envisagé. Cela favorise un échange d'information dès le départ et permet de tenir compte des sujets de préoccupation au début et pendant tout le cycle de vie du projet. L'ampleur des consultations dépend, dans une large mesure, de la nature, de l'envergure et du cadre du projet. L'Office favorise

pour sa part la participation des Autochtones au projet grâce à son Programme de participation accrue des Autochtones.

L'Office tient à rappeler qu'il ne s'agit pas d'évaluer la canalisation 9 en service, telle qu'elle existe actuellement, ni les activités connexes d'exploitation et d'entretien. Voici en quoi consiste le projet à évaluer dans la présente instance :

- les ajouts et modifications requis aux sites du projet, ainsi que les changements nécessaires en résultant du point de vue des procédures à suivre connexes et des engagements à prendre, en vue d'inverser le sens d'écoulement du pétrole brut entre North Westover, en Ontario, et Montréal, au Québec;
- les ajouts et modifications requis aux sites du projet, ainsi que les changements nécessaires en résultant du point de vue des procédures à suivre connexes et des engagements à prendre, en vue de permettre un accroissement de la capacité annuelle de la canalisation 9, entre Sarnia, en Ontario, et Montréal, au Québec;
- la révision des règles et règlements tarifaires de la canalisation 9 afin de permettre le transport de brut lourd.

L'Office constate que le projet n'exige pas d'acquérir de nouveaux droits fonciers permanents, ni d'accroître le périmètre au sol actuel des installations ou de modifier les droits connexes. Toutes les modifications requises dans les terminaux et les stations seraient effectuées dans le périmètre actuel des installations, sur des terrains qui appartiennent à Enbridge. Des terrains additionnels seraient requis comme aires de travail temporaires pour contenir l'infrastructure de construction, notamment des aires de dépôt d'équipement et de préparation, et des stationnements, aux stations de North Westover, de Hilton et de Cardinal ainsi qu'au terminal de Montréal. À tous les sites du projet en Ontario, les terrains utilisés comme aires de travail temporaires se trouveraient à l'extérieur de la clôture des installations et adjacents à ces dernières, mais à l'intérieur des limites juridiques des propriétés d'Enbridge. Ce n'est qu'au terminal de Montréal que les terrains utilisés comme aires de travail temporaires seraient situés hors des limites de la propriété d'Enbridge. Le projet ne touche à aucune terre publique.

Compte tenu de l'envergure du projet, l'Office estime que tous les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le projet ont été suffisamment renseignés à son sujet. Les résumés des activités de consultation des Autochtones qu'Enbridge a déposés en preuve durant l'instance, ainsi que la participation effective des groupes autochtones au processus de l'Office, sont la preuve que les personnes et groupes autochtones éventuellement touchés ont eu l'occasion de faire connaître leurs points de vue à Enbridge et à l'Office.

L'Office s'attend à ce qu'Enbridge poursuive les consultations auprès des groupes autochtones tout au long de la construction et de l'exploitation du projet et se tienne à l'écoute des groupes autochtones susceptibles d'être touchés. Suivant la **condition 24**, Enbridge doit présenter à l'Office un compte rendu de ses consultations continues détaillant l'échange d'information avec les parties intéressées, y compris les groupes autochtones, et doit faire rapport à l'Office sur les solutions mutuellement convenues. Tel

qu'il est indiqué au chapitre 3 des présents Motifs, la **condition 29** exige également qu'Enbridge dépose un plan de consultation continue des personnes et des groupes tout au long de l'exploitation de la canalisation 9.

Effets sur les groupes autochtones

L'Office a soupesé tous les renseignements pertinents dont il a été saisi, notamment l'information sur les consultations d'Enbridge auprès des groupes autochtones et les points de vue exprimés par ces derniers dans leur preuve et leurs plaidoiries finales, ainsi que les effets du projet sur les droits et les intérêts des groupes autochtones et les mesures d'atténuation proposées.

Le projet a lieu dans les limites de l'emprise actuelle d'Enbridge, sur des terres déjà perturbées; il ne touche à aucune terre publique. Dans le cadre de la présente instance, l'Office n'examine pas la canalisation 9 actuellement en service, ni les activités connexes permanentes d'exploitation et d'entretien. Vu la nature, le cadre et l'envergure limitée du projet objet de la demande, et compte tenu des mesures d'atténuation proposées et des engagements pris par Enbridge, ainsi que des conditions d'approbation définies par l'Office (énoncées dans les présents Motifs de décision et dans l'ordonnance ci-jointe), l'Office est d'avis que le projet n'est pas susceptible d'avoir un impact sur les utilisations traditionnelles des terres.

L'Office remarque que même si le projet se déroule sur des terres perturbées antérieurement et qu'il ne traverse aucune réserve indienne ni terre publique, il est situé sur des terres que des groupes autochtones utilisent à des fins traditionnelles. L'Office prend bonne note des préoccupations que M. McCormick, Rising Tide Toronto et la Première Nation Mississaugas of the New Credit ont formulées au sujet de la découverte éventuelle de ressources patrimoniales à l'étape de la construction du projet ou pendant les activités subséquentes d'exploitation et d'entretien. Dans la mesure où il s'agit de la construction du projet, l'Office impose la **condition 6** suivant laquelle Enbridge doit lui présenter, 30 jours avant le début des travaux de construction, un plan de protection de l'environnement propre au projet qui renferme un plan d'urgence en cas de découverte de ressources archéologiques conçu spécialement pour le projet.

Pour mettre au point ce plan d'urgence relatif aux ressources archéologiques, l'Office s'attend à ce qu'Enbridge consulte tous les groupes autochtones éventuellement touchés, ainsi que l'Office lui-même, afin d'élaborer un plan d'atténuation adéquat au cas où des artefacts ou d'autres éléments anthropiques d'importance seraient mis en lumière avant ou après le début de la construction du projet. De plus, l'Office s'attend à ce qu'Enbridge incorpore dans ses procédures en matière d'exploitation et d'entretien et ses lignes directrices environnementales pour la construction toute amélioration dégagée du plan d'urgence relatif aux ressources archéologiques conçu spécialement pour le projet. L'Office souligne, de plus, que ses notes d'orientation et exigences concernant les activités d'exploitation et d'entretien obligent les sociétés à consulter les parties dont les droits ou les intérêts peuvent être mis en cause par de telles activités, avant de les entreprendre.

L'Office reconnaît qu'il pourrait y avoir des effets sur les utilisations traditionnelles des terres si un déversement survenait sur la canalisation 9. Il accorde une importance prioritaire à la sécurité et la protection de l'environnement et sa démarche de surveillance réglementaire vise à gérer ces enjeux de manière proactive à chaque étape du cycle de vie du pipeline, notamment la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation. Compte tenu des engagements pris par Enbridge et de ses propres conditions d'approbation, l'Office est convaincu qu'Enbridge continuera d'exploiter la canalisation 9 de façon sécuritaire, de veiller à la protection de l'environnement et de s'appuyer sur des plans exhaustifs d'intervention en cas d'urgence, qui sont élaborés de concert avec les organismes de réglementation et les parties prenantes et collectivités intéressées, répondent aux exigences du RPT et tiennent dûment compte des priorités régionales et des zones à fortes conséquences, telles que les franchissements de cours d'eau importants et les zones résidentielles. De plus, suivant la **condition 26**, l'Office demande qu'Enbridge inclue les groupes autochtones dans son programme d'éducation permanente (y compris les exercices de sécurité civile), son programme de liaison et ses consultations en matière de protection civile et d'intervention.

Ainsi qu'il est mentionné plus haut, l'Office est satisfait de la mesure où Enbridge a engagé la participation des Autochtones à l'égard du projet, compte tenu de la nature et de la portée de la demande. De plus, l'Office remarque qu'Enbridge s'est engagée à travailler avec les collectivités autochtones pendant le cycle de vie complet de la canalisation 9. Il s'attend à ce qu'Enbridge tienne les engagements qu'elle a pris de développer les capacités des groupes et des collectivités autochtones, et de continuer à travailler avec eux pendant toute la vie du projet. Les fruits de cette démarche de participation permanente devraient être signalés dans le compte rendu sur les consultations continues exigé suivant la **condition 24** de l'ordonnance.

En conclusion, l'Office est d'avis que compte tenu de la nature et de l'envergure du projet et que pourvu que soient mis en œuvre les engagements pris par Enbridge, les exigences réglementaires, telles que le dépôt de son plan de protection de l'environnement et d'un plan de gestion des urgences, les mesures d'atténuation dont Enbridge a convenu, et qui sont exposées dans les présents Motifs de décision (surtout aux chapitres 4 à 6), ainsi que les conditions d'approbation définies pour le projet dans l'ordonnance, les effets éventuels du projet sur les droits et les intérêts des groupes autochtones seront vraisemblablement négligeables et atténués de façon convenable.

Chapitre 8

Faisabilité économique

Pour évaluer une demande d'approbation d'un projet concret, l'Office analyse des aspects tels que l'approvisionnement, les marchés, les solutions de rechange et les questions financières afin de juger de la faisabilité économique du projet. La profondeur de l'analyse faite par l'Office est généralement adaptée à l'envergure et à l'incidence du projet à l'étude.

Au cours de l'instance, Enbridge a produit une preuve concernant les aspects susmentionnés pour démontrer que le projet est réalisable sur le plan économique. Plusieurs participants ont appuyé la preuve d'Enbridge et produit un complément de preuve sur des points liés à la faisabilité économique du projet. L'Office a également reçu de la part de participants des éléments de preuve visant à réfuter la preuve d'Enbridge et des parties qui l'appuient sur ces questions.

8.1 Approvisionnement

Opinion d'Enbridge

Enbridge a indiqué qu'elle s'attend à ce que le projet serve à transporter différentes sortes de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien et de la région de Bakken, aux États-Unis. Vu les configurations actuelles des raffineries sur le marché du Québec, cet approvisionnement serait constitué principalement d'une variété de bruts légers. Enbridge a indiqué qu'elle prévoit que des types de bruts normalement classés moyens ou lourds circuleront également sur la canalisation 9 inversée en direction est.

Enbridge a déposé les prévisions de juin 2012 de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) qui laissaient entrevoir une croissance appréciable de l'offre de pétrole brut léger de l'Ouest canadien, de l'ordre de 71 230 m³/j (448 000 b/j), entre 2012 et 2022. Dans ses prévisions, l'ACPP envisageait aussi que l'offre de brut lourd de l'Ouest canadien augmenterait fortement pendant la même période, soit d'environ 292 000 m³/j (1 800 000 b/j). L'augmentation de la production de brut lourd dans l'Ouest canadien tient principalement à la croissance des approvisionnements tirés des sables bitumineux et des volumes associés de condensats et d'autres diluants d'hydrocarbures.

Enbridge a aussi présenté des prévisions établies par la North Dakota Pipeline Authority à titre de preuve que la production de brut léger peu sulfureux dans la région de Bakken, au Dakota du Nord, se maintiendra à plus de 159 000 m³/j (1 000 000 b/j) de 2015 à 2025. Dans les deux années à venir, l'achèvement de projets de conversion qui permettront à trois raffineries du Midwest américain de traiter une variété de bruts plus lourds aura aussi des répercussions sur le marché du pétrole brut léger. En effet, ces projets de conversion remettront en circulation sur le marché un volume important de pétrole brut léger (68 360 m³/j ou 430 000 b/j).

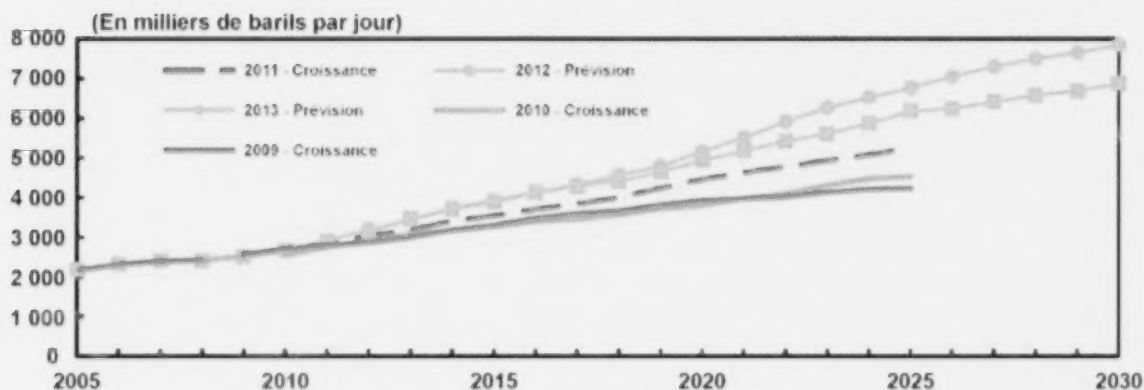
Enbridge a déposé en preuve l'étude de Demke, qui affirme que le projet contribue à la sécurité de l'approvisionnement énergétique du Canada étant donné que le pétrole brut nord-américain se substituera au pétrole importé sur le marché du raffinage du Québec et qu'il est généralement admis que le risque de perturbations de l'approvisionnement est plus grand dans le cas d'importations étrangères, que pour du pétrole continental.

Opinion des participants

Expéditeurs engagés

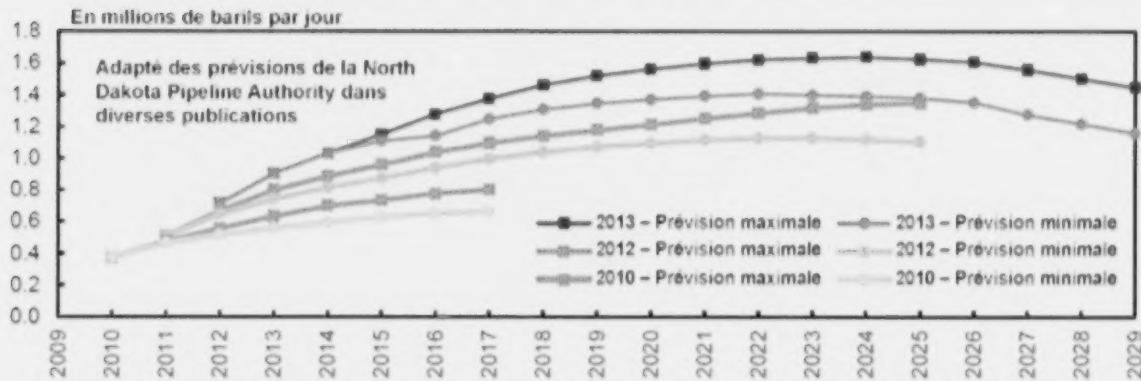
Le rapport d'IHS Global Canada Inc. (IHS), présenté par Suncor et Valero, fait référence aux prévisions de juin 2013 de l'ACPP, représentées dans la figure 8-1 ci-dessous. Cette figure met en parallèle des prévisions récentes (dont celles de 2012 de l'ACPP citées par Enbridge) et les données sur la croissance. Selon le rapport d'IHS, les séries de prévisions de l'ACPP reflètent une tendance haussière dans les perspectives de production et d'approvisionnement liées au pétrole canadien, les prévisions de l'offre de 2013 de l'ACPP étant nettement plus élevées que ses prévisions de 2012, à l'horizon 2030.

Figure 8-1 – Comparaison des prévisions de l'ACPP relativement à l'offre totale de brut de l'Ouest canadien (rapport d'IHS)



Le rapport d'IHS cite aussi les prévisions de la North Dakota Pipeline Authority sur la production de pétrole brut dans le bassin de Williston, représentées dans le graphique ci-dessous, dont la prévision de 2013 selon laquelle la production du bassin devrait se situer dans la fourchette de 1,4 à 1,6 million de b/j d'ici 2020.

Figure 8-2 – Comparaison des prévisions de production de brut du bassin de Williston (rapport d'IHS)



Stratégies Énergétiques

L'organisme Stratégies Énergétiques a soutenu que la prévision des prix du pétrole fournie par Enbridge suppose que le prix du pétrole léger de l'Ouest demeure nettement en-deçà des cours mondiaux pendant une période de 30 ans. Il a fait valoir que, à l'encontre de cette prévision, certains établissements du secteur de l'énergie et analystes des marchés énergétiques croient que les prix du pétrole se rééquilibreront une fois que les contraintes liées au transport du pétrole brut en Amérique du Nord auront été supprimées, mais que cet équilibre pourrait s'établir à un niveau de prix plus bas.

Selon l'organisme, ces divergences d'opinion font ressortir le risque que les producteurs de l'Ouest ne pourront peut-être pas obtenir des prix assez élevés pour soutenir le rythme de production requis pour alimenter tous les marchés, y compris fournir les approvisionnements liés au projet. Il a souligné, de plus, que les producteurs de pétrole de l'Ouest sont assujettis à une réglementation environnementale croissante visant les sables bitumineux et le pétrole de schiste, qui fera augmenter leurs coûts de production. D'après lui, si ces producteurs ne parvenaient pas à obtenir des prix raisonnables pour leur production, il serait logique de s'interroger sur la production future projetée de pétrole, voire la survie de certains projets de production pétrolière de l'Ouest.

Équiterre (coalition)

Équiterre s'est dite sceptique au sujet de la viabilité d'un accroissement de la production de pétrole de schiste étant donné que la mise en valeur de cette ressource soulève de grandes incertitudes, à son avis. Elle a mentionné, de plus, que le recul des importations de pétrole par voie d'eau en Amérique du Nord se répercute sur les prix nord-américains du brut et que, contrairement aux prétentions d'Enbridge, il y a de plus en plus d'indications que cela exerce une pression à la baisse sur les cours mondiaux du brut.

Réplique d'Enbridge

En réplique à l'argument de l'organisme Stratégies Énergétiques selon lequel la croissance escomptée de la production pétrolière de l'Ouest ne pourrait pas se matérialiser si les prix du pétrole léger de l'Ouest devaient demeurer nettement plus bas que les cours mondiaux pendant les 30 prochaines années, Enbridge a argué qu'il y aurait une offre suffisante de pétrole dans la mesure où les prix sont supérieurs au coût de l'offre, et que des prix intérieurs plus bas que les cours mondiaux ne signifient pas forcément que la production n'est pas rentable. Dans sa contre-preuve, Enbridge a aussi soutenu que l'analyse de l'organisme est faussée parce qu'elle se concentre uniquement sur le risque d'approvisionnement lié au pétrole de l'Ouest, alors que ce même risque existe aussi pour le brut étranger importé. La société a fait valoir que ce sont les risques relatifs qui importent et que les expéditeurs évalueraient probablement le risque d'approvisionnement avant d'opter pour les services de la canalisation 9B inversée. Elle a également souligné dans sa contre-preuve que les risques à long terme qui pourraient nuire à la capacité des producteurs de l'Ouest de générer la production future escomptée de pétrole – facteurs géologiques, contraintes environnementales et coût, fléchissement de la demande, faible prix du pétrole de l'Ouest (comme l'a mentionné Stratégies Énergétiques) – peuvent être isolés dans les scénarios de sensibilité portant sur des périodes de moins de 30 ans, lesquels associent également des retombées appréciables à l'inversion de la canalisation 9B.

Opinion de l'Office

L'Office juge que les prévisions de production pétrolière déposées en preuve (celles de l'ACPP pour le Canada et celles de la North Dakota Pipeline Authority pour la formation de Bakken aux États-Unis) fournissent une perspective raisonnable du potentiel de croissance des sources en question et démontrent, par conséquent, l'existence d'approvisionnements pour alimenter le projet. Ces prévisions reposent sur l'hypothèse que le prix net futur des approvisionnements sera assez élevé pour répondre aux attentes des producteurs de l'Ouest canadien et de la région de Bakken. L'Office prévoit que l'offre future de pétrole issu de l'Ouest canadien et de la région de Bakken sera suffisante pour alimenter les marchés traditionnels au Canada et aux États-Unis, en plus de répondre à la demande des raffineries du Québec. Il juge également que le projet rehausse la sécurité de l'approvisionnement énergétique du Canada en offrant aux raffineries du Québec l'accès à des sources de pétrole brut stables et fiables d'origine canadienne et américaine.

8.2 Marchés

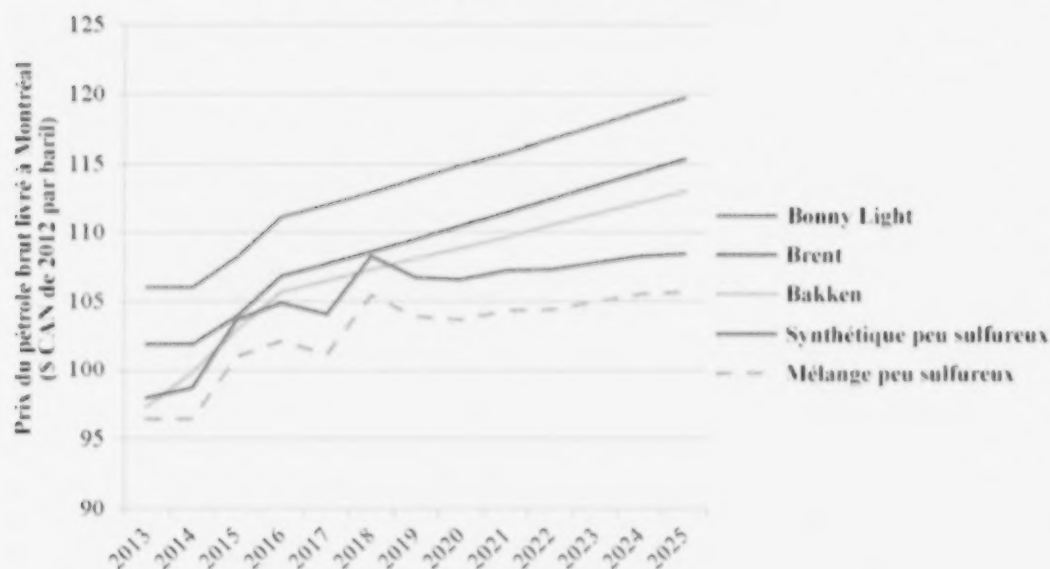
Opinion d'Enbridge

Enbridge a affirmé que l'inversion de la canalisation 9B permettrait aux raffineries du Québec d'avoir accès aux approvisionnements en brut croissants et moins chers de l'Ouest canadien et de la région de Bakken, aux États-Unis. En outre, le projet aiderait les raffineurs du Québec à s'affranchir de leur dépendance à l'égard de régions où la production est en baisse ou l'approvisionnement incertain.

L'étude de Demke, présentée par Enbridge, examine les économies de coûts éventuelles liées aux intrants de pétrole brut en comparant, d'une part, les prix prévus (selon Enbridge) des pétroles bruts importés et transportés par voie maritime (notamment le Brent et le brut nigérien) dont les raffineries du Québec s'alimentent actuellement et, d'autre part, les prix prévus des approvisionnements de l'Ouest canadien (mélange léger peu sulfureux (MSW); brut synthétique peu sulfureux) et de la formation de Bakken, aux États-Unis, qui leur seraient livrés grâce au projet (figure 8-3). Les prix sont exprimés en termes réels (dollars canadiens de 2012 par baril) et ajustés en fonction des coûts de transport jusqu'à la raffinerie. Les prévisions indiquent une hausse future des prix du pétrole, ce qui, selon Enbridge, reflète un resserrement de l'offre et de la demande des bruts en question, ainsi que les coûts de transport.

L'écart de prix, déterminé à l'entrée de la raffinerie de Montréal, entre le pétrole brut d'outre-mer (Brent) et le brut canadien (MSW) (et, par conséquent, l'économie de coûts escomptée pour les raffineries du Québec) est estimé à 5,47 \$/b en 2013, puis varie entre 2,97 \$/b en 2015 et 8,88 \$/b en 2024. Pendant la période de 2025 à 2043, l'écart prévu est stable à 9,72 \$/b. Les fluctuations de l'écart de prix entre 2013 et 2025 tiennent au démarrage présumé de divers nouveaux pipelines, tels que Keystone, Northern Gateway et d'autres oléoducs aux États-Unis, ainsi qu'à l'évolution de l'offre de pétrole brut et du taux de change canado-américain. L'étude de Demke fait des prévisions semblables concernant les prix du pétrole livré à Québec; ces prévisions indiquent des économies de coûts plus modestes, mais quand même appréciables. L'étude indique également que le brut lourd de l'Ouest canadien pourrait aussi être accessible aux raffineries du Québec à un prix moindre que celui de pétroles lourds comparables de sources étrangères (comme le Maya mexicain).

Figure 8-3 – Prix de pétroles bruts sélectionnés livrés à Montréal (étude de Demke)



L'étude de Demke présente une analyse de sensibilité qui inclut les principaux facteurs d'incertitude, dont les écarts de prix du pétrole, les coûts de transport et les économies des

raffineries, entre autres éléments. Les écarts de prix éventuels ont été modélisés en faisant augmenter et réduire les prévisions connexes de 50 %. La variation future des écarts de prix pourrait provenir d'une perspective différente pour les prix internationaux et nord-américains du pétrole ou une perspective différente pour les coûts de transport des différents types de pétrole jusqu'aux raffineries, ou les deux. Il ressort de l'analyse de sensibilité des prix que l'effet économique du projet demeure positif et robuste.

Enbridge envisage que l'ouverture d'autres marchés pour le pétrole de l'Ouest canadien et le volume futur des exportations de pétrole nord-américain auront peu d'effets dans le contexte du vaste marché mondial du pétrole brut et que, par conséquent, ces événements n'influeront pas sur les prix de référence Brent ou Bonny Light. Enbridge a indiqué, de plus, qu'aucun des expéditeurs utilisant la canalisation 9 n'a demandé que l'oléoduc ait une capacité de transport bidirectionnel.

Opinion des participants

Expéditeurs engagés

Suncor a indiqué qu'elle possède la seule raffinerie qui reste à Montréal et qu'elle a conclu une entente de service de transport (EST) de dix ans avec Enbridge afin d'expédier du pétrole brut par la canalisation 9 inversée. Elle a souligné que le projet lui offre la possibilité de remplacer avantageusement des approvisionnements en pétrole brut qui sont largement de sources étrangères par du pétrole brut venant de l'Ouest canadien ou de la région de Bakken afin d'alimenter sa raffinerie de Montréal.

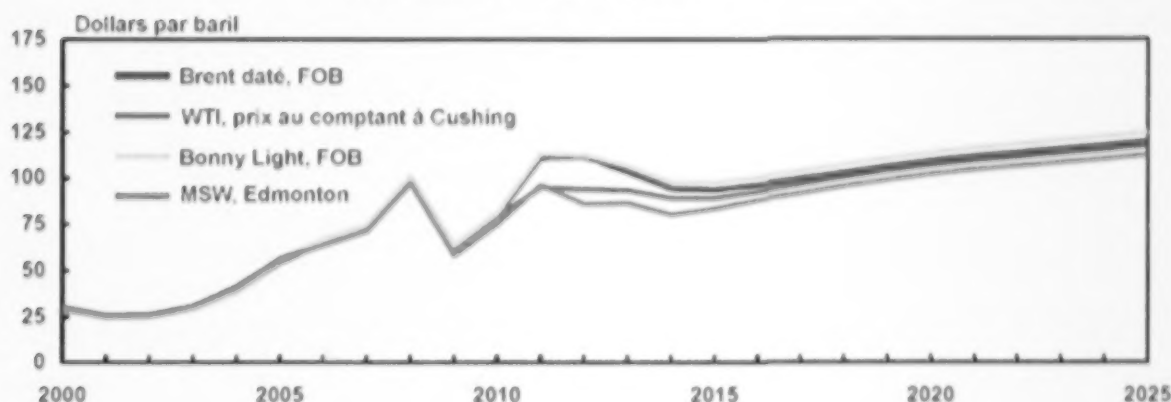
Suncor a indiqué que c'est sur les marchés du Québec et de l'Est du Canada que la concurrence est la plus intense dans le secteur canadien du raffinage. La concurrence est d'autant plus forte qu'elle s'exerce avec des raffineries de la côte Est américaine, du golfe du Mexique et de l'Europe. Les effets de cette concurrence se voient dans la rationalisation de la capacité de raffinage à Montréal, où l'installation de Suncor est maintenant la dernière de six raffineries montréalaises à être encore en exploitation, ainsi que dans la conversion récemment annoncée de la raffinerie de Dartmouth de L'Impériale en terminal pétrolier. Suncor a souligné que les raffineurs sur le marché des produits raffinés de l'Est du Canada ont besoin d'avoir un accès sécuritaire et fiable à différents approvisionnements en brut pour demeurer rentables et pour rivaliser avec d'autres raffineurs qui ont accès aux mêmes sources d'approvisionnement ou qui pourraient vraisemblablement y avoir accès à l'avenir. Elle a soutenu, de plus, qu'il est important pour l'industrie pétrochimique locale que sa raffinerie demeure une entreprise viable.

Valero (anciennement Ultramar Ltd.), filiale de Valero Energy Corporation, est propriétaire de la raffinerie Jean Gaulin à Lévis, près de Québec, et de plusieurs autres installations connexes, dont le terminal pétrolier de Montréal-Est. Elle a soutenu que le projet permettrait à sa raffinerie de Lévis de soutenir la concurrence des raffineurs du bassin de l'Atlantique, qui comptent sur des approvisionnements importés plus coûteux. Elle a indiqué que la raffinerie de Québec aurait du mal à demeurer concurrentielle si le projet n'était pas approuvé. Valero a mentionné, de plus, qu'elle a été témoin de la fermeture d'autres raffineries qui ont succombé aux pressions de la concurrence, comme celle de Shell à Montréal.

Valero a conclu une EST de dix ans avec Enbridge et elle s'est engagée à investir entre 110 et 200 millions de dollars dans la rénovation des installations de manutention du pétrole brut à son terminal de Montréal-Est et à la raffinerie de Lévis pour faciliter le déplacement de Montréal à Lévis du pétrole brut livré par le projet.

Le rapport d'IHS indique que les deux raffineries québécoises, situées à Montréal et à Lévis, subissent une concurrence intense de la part d'autres raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord, spécialement celles de l'Ontario, du Canada atlantique et de la partie nord de la côte Est américaine. Depuis toujours, toutes ces raffineries comptent principalement sur des importations de brut léger peu sulfureux provenant de la mer du Nord et de pays membres de l'OPEP, ainsi que sur le pétrole brut de l'Est du Canada.

Figure 8-4 – Prévisions des prix du Brent et d'autres pétroles bruts (rapport d'IHS)

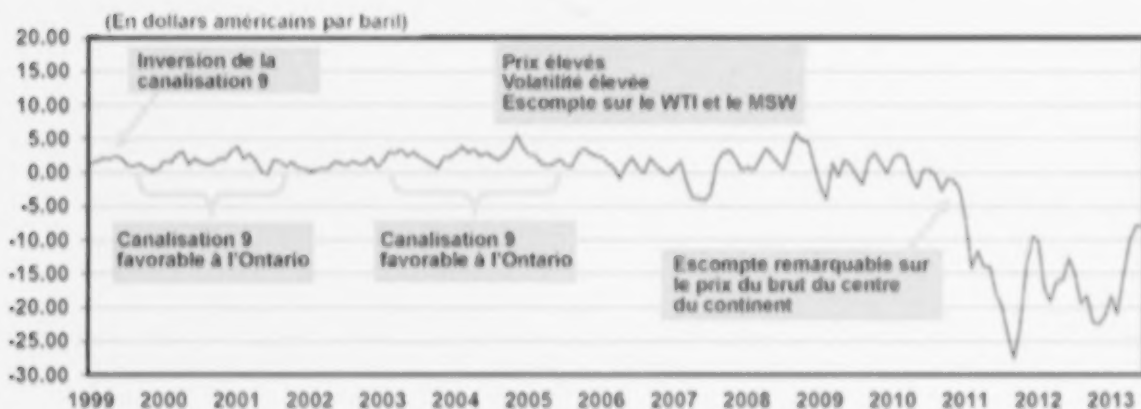


La figure 8-4 présente les prévisions du rapport d'IHS sur les prix du Brent et d'autres pétroles bruts nord-américains et importés. Les prévisions reflètent les perspectives du rapport d'IHS, à savoir la hausse du coût futur des approvisionnements en brut, et tient compte de l'incidence prévue du prix sur l'offre et la demande.

IHS indique dans son rapport que l'écart de prix entre le West Texas Intermediate (WTI) et le Brent témoigne des facteurs fondamentaux régionaux de l'offre et de la demande au carrefour d'échange du centre du continent américain (Cushing, en Oklahoma) et au carrefour de l'Atlantique. Les caractéristiques économiques des types de pétrole brut transportés par la canalisation 9 ont évolué en fonction de ces tendances fondamentales. Au moment de l'inversion de la canalisation 9 en 1999, il existait un incitatif prédominant pour transporter le brut du bassin de l'Atlantique (principalement du brut léger peu sulfureux de la mer du Nord, comme le brut Brent) vers le marché du raffinage de l'Ontario. Cet incitatif était de deux ordres : la chute de l'offre de brut léger classique de l'Ouest canadien et le volume excédentaire de brut de la mer du Nord, dont s'alimentaient les raffineries nord-américaines. Cet incitatif est apparent dans l'écart de prix positif WTI-Brent observé pendant la période de 1999-2005, comme l'indique la figure 8-5.

Les facteurs économiques associés au transport de bruts importés, par opposition au transport de bruts de l'Ouest canadien, vers les marchés régionaux continentaux du Canada ont varié suivant la tendance prédominante WTI-Brent. Selon les prix comparatifs, le transport de bruts de l'Ouest canadien vers l'Ontario a présenté un avantage financier (exprimé comme un écart de prix négatif WTI-Brent) pendant certaines périodes. À compter de la fin de 2005, il y a eu des périodes où les prix du brut du marché continental en Amérique du Nord (y compris le prix du WTI et des types de bruts dont les prix sont établis en fonction de celui-ci) ont été fortement escomptés par rapport au prix du Brent. Depuis la fin de 2010, la croissance de la production pétrolière tirée des réservoirs de schiste, surtout aux États-Unis, a fait augmenter l'escompte sur les prix du brut du marché continental. Il s'ensuit que, pendant un certain temps, le traitement en Ontario et au Québec du brut provenant de l'Ouest canadien a paru très avantageux (comme le montre le large écart de prix négatif WTI-Brent).

Figure 8-5 – WTI, Cushing – Brent, FOB (rapport d'IHS)



La demande de capacité pour le transport de pétrole brut vers des marchés à l'extérieur de l'Ouest canadien excède la capacité d'acheminement disponible. Le rapport d'IHS indique que la situation a de nombreuses causes (dont les retards accusés par les gros projets pipeliniers et des problèmes opérationnels), mais que la plus importante réside dans l'augmentation de l'offre de pétrole brut tiré des réservoirs de schiste étanches. Tous ces facteurs ont concouru à créer la situation actuelle d'un escompte extraordinaire des prix des pétroles bruts lourds et légers de l'Ouest canadien. IHS indique dans son rapport qu'elle prévoit que l'avantage prix offert par les bruts de l'Ouest canadien et de la région de Bakken aux États-Unis aura un effet modérateur sur l'escompte par rapport au prix du Brent et d'autres bruts semblables transportés par voie maritime dans les quelques prochaines années, à mesure que divers projets pipeliniers (Flanagan South et Northern Gateway d'Enbridge, Keystone XL et Énergie Est de TransCanada, et d'autres encore) entreront en service. Néanmoins, elle croit que l'incitatif pour les raffineries du Québec (en termes de prix plus avantageux du pétrole nord-américain par rapport à celui d'importations) de s'approvisionner en bruts de l'Ouest canadien grâce au projet subsistera à l'avenir.

Enfin, IHS a expliqué que la rentabilité du raffinage dépend d'une variété de facteurs, dont la valeur obtenue pour les produits élaborés par l'installation, le coût du pétrole brut et des autres charges d'alimentation, et les coûts d'exploitation et d'entretien de la raffinerie. Toutes choses

étant égales par ailleurs, la réduction des coûts associés aux charges d'alimentation constitue sans doute la meilleure solution pour accroître de façon appréciable la performance économique des raffineries, puisqu'ils représentent la majorité des coûts opérationnels du raffineur, et pour assurer la pérennité de l'entreprise. Ainsi, l'inversion de la canalisation 9 permettrait aux raffineries québécoises d'améliorer leur performance économique parce que celles-ci auraient accès à d'autres sources de pétrole brut, venant de l'Ouest canadien et de la région de Bakken, à un prix avantageux, comparativement aux choix dont elles disposent actuellement.

Stratégies Énergétiques

L'organisme Stratégies Énergétiques a mis en doute les hypothèses qu'Enbridge a avancées au sujet des prix du pétrole au cours des 30 prochaines années. Selon lui, il n'est pas raisonnable de supposer que l'écart de prix défavorable (négatif) entre le pétrole de l'Ouest (c.-à-d. le brut de l'Ouest canadien et de la région de Bakken, aux États-Unis) et les cours mondiaux du pétrole subsistera pendant 30 ans, ou même pendant une période aussi brève que de 2 à 4 ans.

L'organisme a relevé divers facteurs qui, à son avis, feraient hausser les prix du pétrole de l'Ouest et diminuer les prix mondiaux. Il a souligné que le manque de capacité pipelinrière est ce qui explique la faiblesse des prix du pétrole de l'Ouest. C'est la raison pour laquelle les producteurs de l'Ouest soutiennent divers projets pipeliniers (notamment les projets Northern Gateway et South Flanagan d'Enbridge, le projet d'agrandissement du réseau Trans Mountain, le projet Keystone XL de TransCanada) comme autant de moyens d'avoir accès aux marchés mondiaux et de l'Amérique du Nord afin de résorber l'escompte de prix actuel du pétrole de l'Ouest. Il a affirmé que l'Amérique du Nord va devenir un exportateur net de pétrole grâce à la croissance continue de sa production pétrolière et qu'il en résultera une augmentation du prix du pétrole nord-américain et un recul des prix des autres sources mondiales. Il a souligné que des enquêtes sont effectuées actuellement pour savoir si le prix du Brent a été maintenu élevé artificiellement par des pratiques anticoncurrentielles pendant plusieurs années et que les mesures correctives attendues feraient baisser le prix du Brent.

L'organisme a expliqué que ces facteurs mèneraient à un équilibre entre les prix du pétrole de l'Ouest et du WTI et les prix mondiaux du pétrole (Brent, Bonny Light), à l'inverse des prévisions d'Enbridge selon lesquelles les producteurs de l'Ouest ne parviendront pas à obtenir des prix aussi élevés que sur le reste du marché mondial (le prix du WTI demeurant inférieur à celui du Brent et du Bonny) pendant les 30 prochaines années. Il a de plus critiqué les hypothèses sur le coût de transport du pétrole (par conduite et par voie maritime) qu'Enbridge a utilisées et, en particulier, le fait que le coût du transport maritime augmente plus que le taux d'inflation, tandis que le coût du transport par conduite demeure stable (en dollars canadiens de 2012) de 2016 à 2043. Il a en outre fait remarquer qu'étant donné que les cours mondiaux et les prix du pétrole de l'Ouest auraient tendance à s'équilibrer à long terme, et compte tenu de l'effet de l'instabilité des prix, il serait en fait possible que les prix mondiaux futurs soient parfois inférieurs et parfois supérieurs aux prix du pétrole de l'Ouest canadien.

Quoi qu'il en soit, selon Stratégies Énergétiques, le risque plus grand pour les marchés mondiaux du pétrole réside dans la possibilité d'une baisse future de la demande mondiale sous l'effet de

l'adoption, à l'échelle internationale, de mesures de réduction des émissions de carbone, éventualité qui ferait chuter les prix mondiaux futurs du pétrole.

Compte tenu de ses observations concernant les prix futurs mondiaux et ceux du pétrole de l'Ouest, l'organisme a recommandé que le sens d'écoulement de la canalisation 9B puisse être inversé en tout temps, pour maximiser les choix offerts aux raffineurs de l'Ontario et du Québec. Il a de plus prié l'Office d'imposer une condition d'approbation de la demande selon laquelle la canalisation 9B inversée ne pourrait transporter que du brut léger à faible teneur en soufre.

Unifor (auparavant le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier)

Dans sa preuve, Unifor s'est dit en faveur du projet parce qu'il rehausserait la sécurité énergétique du Canada et favoriserait la transformation à valeur ajoutée des richesses pétrolières du pays en fournissant un débouché intérieur pour le pétrole brut canadien, ce qui, à son avis, est préférable à l'exportation à l'état brut des ressources naturelles canadiennes. Unifor a fait remarquer que les raffineries de l'Est du Canada payent le pétrole étranger d'outre-mer beaucoup plus cher que ce qu'elles auraient à payer si les approvisionnements de l'Ouest canadien leur étaient accessibles. Unifor a soutenu que ce genre de pressions économiques et concurrentielles a conduit à la fermeture de raffineries par le passé, au détriment des consommateurs et des travailleurs.

Équiterre (coalition)

Équiterre a présenté le rapport Goodman qui conclut que les avantages éventuels du projet pour les raffineurs québécois (économie de coûts) et les producteurs de brut (accroissement des rentrées nettes) sont difficiles à prédire et qu'ils seront probablement largement inférieurs à ceux que suppose l'étude de Demke, et dont Enbridge fait état dans sa demande. Le rapport Goodman souligne, de plus, que les marchés du pétrole brut sont dynamiques et évoluent rapidement et qu'ils sont sujets à un haut degré d'instabilité. Pour ces raisons, il est difficile de prévoir comment les écarts de prix entre les pétroles bruts évolueront au fil du temps et, par conséquent, l'avantage coût que les bruts continentaux pourraient présenter, par opposition aux bruts étrangers d'outre-mer.

Fédération des Chambres de Commerce du Québec

La Fédération des Chambres de Commerce du Québec a manifesté son appui pour le projet, soulignant que l'inversion de la canalisation 9B permettrait aux raffineries d'avoir accès à du pétrole brut dont le prix est établi par référence au WTI, au lieu de dépendre de bruts plus coûteux dont le prix est fixé par rapport au Brent. Le changement rendrait les raffineries plus concurrentielles, ce qui aiderait à préserver l'industrie pétrochimique de Montréal-Est.

Ontario Petroleum Institute

L'Ontario Petroleum Institute a soutenu que les fluctuations récentes des prix du pétrole ont poussé l'industrie pétrolière ontarienne à chercher des solutions concurrentielles afin d'obtenir le

meilleur prix possible. L'inversion de la canalisation 9B ouvrirait aux producteurs de l'Ontario un plus grand choix de débouchés concurrentiels pour écouler leur production actuelle et future.

Alberta Federation of Labour

La Alberta Federation of Labour s'est dite en faveur du projet parce qu'il abaisserait le prix des charges d'alimentation dans les raffineries du Québec, ce qui représente selon elle un important avantage sur le plan de l'intérêt public. Elle a argué, de plus, que créer une conjoncture économique favorable à la production de ressources à valeur ajoutée devrait constituer un objectif d'intérêt public. Elle a souligné, enfin, que le fait de payer plus cher pour les charges d'alimentation peut avoir des conséquences de grande portée sur l'économie canadienne, notamment la fermeture d'usines et la perte d'emplois.

Progressive Contractors Association of Canada

La Progressive Contractors Association of Canada est favorable au projet parce que, à son avis, il ouvrira plus de débouchés pour le pétrole canadien. Elle a soutenu que le refus du projet limiterait l'accès au marché du pétrole de source canadienne et freinerait la croissance future de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel.

Manufacturiers et Exportateurs du Québec

L'association Manufacturiers et Exportateurs du Québec a affirmé que le projet procurerait un avantage coût considérable aux raffineries québécoises puisque le pétrole canadien (MSW) et le pétrole de la région de Bakken, aux États-Unis, se vendent à un prix plus concurrentiel que le Brent; l'avantage prix par rapport au Brent est encore plus notable dans le cas du Western Canadian Select. L'association a expliqué que la diversification des sources de pétrole brut accroîtra la stabilité et la compétitivité des raffineries du Québec.

Réplique d'Enbridge

Enbridge a présenté la réplique de Demke en réponse aux observations formulées. Dans la réplique, Demke souligne que les hypothèses concernant l'effet négligeable des exportations de pétrole nord-américaines dans le contexte des prix du marché mondial et l'omission d'inclure le projet pipelinier Énergie Est de TransCanada et le projet d'agrandissement du réseau Trans Mountain, exploité par Kinder Morgan Canada, dans les prévisions relatives aux prix des pétroles bruts nord-américains (pétrole de l'Ouest canadien et de la région de Bakken) et d'outre-mer, ne constituent pas un biais dans son analyse économique, comme l'a allégué l'organisme Stratégies Énergétiques. Demke a soutenu que toutes les hypothèses et tous les principaux facteurs pris en compte dans son étude étaient clairement définis et qu'il n'y avait eu aucune distorsion des chiffres pour présenter le projet d'inversion de la canalisation 9B sous un jour plus favorable, comme l'a invoqué l'organisme. Pour ce qui concerne les commentaires de ce dernier à propos de l'effet que l'achèvement des projets Keystone XL (2015) et Northern Gateway (2018) aurait sur les prix du pétrole de l'Ouest, Demke a indiqué dans sa réplique qu'au lieu d'effectuer une analyse prévisionnelle des prix à partir de scénarios qui tantôt incluent, tantôt excluent ces deux

pipelines et tiennent compte de tous les facteurs pertinents, Stratégies Énergétiques s'est contenté de tirer des déductions de graphiques et de tableaux de son propre cru.

Dans sa réplique, Demke a aussi indiqué que la revue de la littérature faite par l'organisme concernant les prévisions de prix n'était pas particulièrement utile, car elle relève les écarts de prix pour différents bruts de référence sans égard aux différences de qualité, au coût du transport, à la croissance de la production pétrolière et à l'infrastructure logistique. Demke souligne également dans sa réplique que Stratégies Énergétiques ne reconnaît pas l'importance des coûts de transport. Toujours en réplique, Demke a expliqué son hypothèse selon laquelle les coûts du transport maritime (par pétrolier) augmenteraient de pair avec les prix réels du carburant marin – ce qui concorde avec l'augmentation prévue des prix futurs réels du pétrole – alors que le coût du transport par conduite demeurerait constant puisque les pompes du pipeline fonctionnent à l'électricité.

Demke a aussi souligné dans sa réplique que, même à long terme, les prix nord-américains ne seraient pas « équivalents » aux prix internationaux du pétrole, comme Stratégies Énergétiques l'a laissé entendre dans sa revue de la littérature, à cause des différences sur le plan de la qualité et du transport qui existent entre les divers marchés pétroliers et dont il faut tenir compte. Demke a ajouté que les prix du pétrole auraient tendance à s'équilibrer sur un marché concurrentiel fonctionnel qui reflète les coûts de transport jusqu'à un « carrefour » où des pétroles de qualité semblable et de sources diverses sont concurrentiels les uns par rapport aux autres. Cet état d'équilibre, dans le cas des approvisionnements nord-américains, suppose de plus gros écarts de prix qu'il n'y en a eu par le passé puisque les approvisionnements en pétrole de l'Ouest canadien doivent parvenir à des marchés plus distants.

Dans sa réplique, Demke a souligné que ce qui est particulièrement pertinent dans l'analyse du projet n'est pas le niveau absolu des prix, mais l'écart de prix entre le brut nord-américain (provenant du Canada et de la région de Bakken) et le brut importé. Demke laisse entendre que Stratégies Énergétiques confond niveaux de prix généraux et importance des écarts de prix.

Demke souligne dans sa réplique que l'analyse faite dans le rapport Goodman au sujet de l'amenuisement des économies de coûts prévues des raffineries sous l'effet de l'incertitude des prix, analyse qui conclut que les économies attendues sont vraisemblablement exagérées, ne tient pas compte du fait que l'incertitude des prix pourrait tout aussi bien engendrer de plus fortes économies de coûts pour les raffineries que celles qui sont prévues par rapport au scénario de référence. Par ailleurs, le rapport Goodman n'allègue pas que l'analyse effectuée par Demke a utilisé des écarts de prix du pétrole à la limite supérieure de la zone d'incertitude. En réplique, Demke a fourni un ensemble de scénarios de sensibilité afin d'évaluer l'effet de différentes hypothèses dans son analyse des économies de coûts des raffineries, y compris l'évolution des prix du pétrole et l'existence d'autres projets pipeliniers non définis, qui seraient susceptibles d'atténuer les écarts de prix futurs. Tous les scénarios laissaient entrevoir des économies pour les raffineries. Dans sa réplique, Demke a aussi indiqué que, selon toute apparence, les expéditeurs éventuels de la canalisation 9B inversée s'attendent également à ce qu'il y ait des économies de coûts, comme en témoigne leur volonté de conclure des EST de dix ans avec Enbridge.

Opinion de l'Office

L'Office a analysé les prévisions relatives au prix du pétrole qu'Enbridge a produites à l'appui de sa demande, ainsi que les prévisions de prix formulées dans le rapport d'IHS. Il constate que l'évolution future de l'écart de prix entre le Brent et le WTI est un élément important dans la justification économique du projet, vu que le prix du brut de l'Ouest canadien et du pétrole de la région de Bakken, aux États-Unis, est lié à celui du WTI. L'Office a également tenu compte des commentaires d'Équiterre et de Stratégies Énergétiques à propos de la crédibilité des prévisions et de la possibilité que l'évolution future des prix du pétrole diverge de ce qu'Enbridge et le rapport d'IHS ont annoncé. L'Office est bien conscient de la complexité intrinsèque du marché mondial du pétrole ainsi que de la variabilité et de l'incertitude des prix (en raison des facteurs géologiques, géopolitiques, environnementaux et économiques), lesquelles rendent toute prévision des prix du pétrole fort difficile. Néanmoins, ayant tenu compte des prémisses et des facteurs associés aux deux scénarios de prix futurs présentés par Enbridge et les expéditeurs engagés (Valero et Suncor), l'Office trouve raisonnables les hypothèses relatives aux marchés et aux coûts de transport qui sous-tendent les scénarios concernant les prix futurs du pétrole pour les raffineries québécoises qu'Enbridge et le rapport d'IHS ont dépeints.

La perspective d'une conjoncture de marché propice est un facteur favorable pour un projet pipelinier, mais le fait que des expéditeurs aient contracté des engagements fermes à l'appui du projet pour sa durée utile prévue revêt beaucoup plus d'importance. L'Office souligne qu'aux termes de contrats d'expédition ferme (où l'expéditeur paie pour le service de transport, qu'il y ait recours ou non) tels que ceux que les expéditeurs d'Enbridge ont conclus à l'égard de l'éventuelle canalisation 9B inversée, le risque de marché associé au projet (exprimé comme étant la possibilité que l'évolution future des prix ferait en sorte qu'il ne soit pas rentable d'acheminer le pétrole brut de l'Ouest aux raffineries du Québec) est assumé par les expéditeurs, plutôt que par la pipelière. Par conséquent, l'existence de tels contrats ratifiés par des parties commerciales avisées confère un degré élevé de confiance que la canalisation inversée sera utile et utilisée à un niveau raisonnable pendant sa durée utile prévue.

L'Office tient également compte des arguments de Valero, de Suncor, de l'association Manufacturiers et Exportateurs du Québec, de la Alberta Federation of Labour, d'Unifor, de la Fédération des Chambres de Commerce du Québec et d'autres intervenants faisant valoir que la réalisation du projet aiderait les raffineries du Québec à raffermir leur capacité concurrentielle tout en favorisant leur survie à long terme sur un marché de forte concurrence. L'Office est d'avis que le projet améliorera probablement la position concurrentielle et la survie à long terme des raffineries de Montréal et de Lévis, y compris celles des industries qui y sont associées.

L'Office remarque qu'aucun expéditeur n'a demandé que la canalisation 9B inversée fournisse un service bidirectionnel. Il constate, de plus, que les arguments en faveur de l'imposition de restrictions quant aux types de pétrole brut transportés par la canalisation sont contraires au principe de libre marché suivant lequel les parties choisissent librement les produits qui conviennent le mieux à leurs besoins. Par conséquent, sous réserve

d'autres facteurs, tels que la sécurité pipelinière (traitée au chapitre 4), l'Office n'appuie pas la recommandation d'imposer des conditions concernant le type de produits transportés ou la nature des services demandés au projet, outre celles dont Enbridge et ses expéditeurs ont librement convenu.

8.3 Solutions de rechange

Opinion d'Enbridge

Enbridge a souligné que le projet représente le moyen le plus économique et le plus efficace de répondre à la demande de ses clients puisqu'il s'agit d'inverser le sens d'écoulement d'une canalisation existante, qui lui appartient, à l'intérieur d'une emprise établie. La société a mentionné que la canalisation 9B a été sous-utilisée jusqu'ici parce que le débit moyen de la canalisation 9 au cours des trois dernières années (2009-2011) a été de 64 000 b/j. Elle a expliqué qu'avec l'inversion de la canalisation 9A, la canalisation 9B restera inactive si elle n'est pas inversée.

L'alternative étant l'inactivité de la canalisation 9B si le projet n'est pas approuvé, Enbridge n'a pas examiné d'autres solutions de rechange au projet. En réponse à une demande de renseignement de l'Office, la société a présenté une analyse sur la faisabilité d'employer d'autres moyens – trains, barges, pétroliers, camions-citernes ou d'autres oléoducs, seuls ou en combinaison – pour acheminer le pétrole brut de l'Ouest canadien ou d'origine américaine aux raffineries de la région de Québec. Enbridge a conclu dans tous les cas que ces autres options de transport étaient réalisables à divers degrés, mais qu'aucune n'était pratique en termes de rentabilité et d'efficacité. Enbridge a souligné, de plus, qu'aucun autre oléoduc ne pourrait desservir les raffineries du Québec avant la date prévue de mise en service du projet, au quatrième trimestre de 2014.

Opinion des participants

Expéditeurs engagés

Valero a affirmé que l'expédition via la canalisation 9 d'Enbridge lui fournit un avantage économique par rapport à d'autres formes de transport. Suncor a indiqué, pour sa part, que le projet rendrait utile un bien qui pourrait devenir inactif autrement.

Le rapport d'IHS, présenté par Valero et Suncor, renferme une évaluation de ce que seraient les perspectives d'approvisionnement en pétrole brut des raffineries du Québec, si le projet n'allait pas de l'avant. Le rapport souligne que la viabilité économique des solutions de remplacement dépend de la source du brut, de son prix au point d'origine, des hypothèses de transport, du coût de livraison à la raffinerie, des contraintes particulières liées à la transformation du brut en question et, éventuellement, d'autres facteurs tels que les liens de participation (propriété).

Le rapport d'IHS indique que les raffineries du Québec ont été aménagées de manière unique afin qu'elles puissent traiter des approvisionnements en brut livrés par conduite, par rail ou par pétrolier. Les options relatives à l'approvisionnement comprendraient le transport par conduite

ou par rail de brut nord-américain, et le transport par conduite, par rail ou par pétrolier d'approvisionnements importés. À l'heure actuelle, la majeure partie des approvisionnements sont importés et acheminés par pipeline (dans le cas de Suncor, à Montréal) ou par pétrolier (Valero, à Lévis).

Le rapport d'IHS estime que d'autres modes de transport du brut de l'Ouest canadien ou du Nord des États-Unis vers les raffineries du Québec coûteraient entre 13 \$ et 16 \$ le baril. Selon le rapport, cette plage de coûts est nettement plus élevée que le coût estimatif de transport par la canalisation 9 une fois le projet réalisé. Cela réduit la faisabilité économique des autres options de transport puisqu'un des objectifs du projet, dans l'optique des raffineries québécoises, est d'obtenir un avantage économique grâce à l'augmentation de la marge de raffinage, dans la mesure où le prix des charges d'alimentation est avantageux par rapport aux autres choix du marché.

Équiterre (coalition)

Équiterre a indiqué que les coûts et les retombées économiques sont mesurés au regard d'un scénario de référence qui ne comporte essentiellement aucun avantage économique ni coût. Équiterre a commandité le rapport Goodman qui soutient que l'intérêt public dicte de laisser la canalisation 9B inactive à cause de la proximité du tracé du projet de centres de population, de plans d'eau et d'activités économiques, notamment le fait qu'il traverse les deux agglomérations urbaines les plus importantes du Canada (Toronto et Montréal), ainsi qu'à cause du coût dérisoire associé au fait de laisser la canalisation inactive.

Réplique d'Enbridge

À titre de contre-preuve, Enbridge a produit la réplique de Demke qui soutient que la conclusion d'Équiterre selon laquelle le fait de laisser la canalisation 9B inactive ne comporte ni avantage économique ni coût s'appuie sur une interprétation erronée des renseignements tirés de l'étude de Demke. Au contraire, laisser la canalisation 9B inactive serait très coûteux, principalement à cause du coût élevé des importations de pétrole brut.

Opinion de l'Office

Dans la lettre de décision OH-005-2011 (première étape du projet d'inversion de la canalisation 9), l'Office a indiqué qu'il trouvait judicieux de faire usage d'une capacité existante mais sous-utilisée, comme celle de la canalisation 9. Selon l'Office, cette conclusion vaut également pour le projet à l'étude. Certains participants ont laissé entendre que les raffineries du Québec disposaient d'autres solutions d'approvisionnement raisonnables, mais ces solutions ne procureraient pas autant de retombées économiques que celles qui sont attendues du projet. L'Office en conclut que le projet représente le meilleur choix sur le plan économique.

8.4 Financement

Opinion d'Enbridge

Le coût en capital du projet est d'environ 170 millions de dollars¹⁴. Enbridge a indiqué que le projet serait financé au moyen de fonds générés à l'interne. La société a souligné que le coût en capital, dont une petite portion a déjà été engagée pour le maintien de l'intégrité de la canalisation 9B, a été incorporé dans les droits initiaux fixés et qu'il serait recouvré grâce aux droits payés par les expéditeurs engagés et non engagés.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'aucun participant n'a formulé de commentaires sur la méthode proposée de financement du projet et il n'a aucune inquiétude au sujet de la capacité d'Enbridge d'en assurer le financement.

8.5 Faisabilité économique et justification du projet

L'Office a tenu compte de renseignements fournis sous d'autres rubriques de la demande, notamment ceux concernant l'approvisionnement et les marchés, pour évaluer si le projet est réalisable sur le plan économique. La preuve produite pour justifier le bien-fondé d'un projet comprend un examen des besoins auxquels le projet permettrait de répondre et une discussion à savoir si, compte tenu de toutes les autres solutions viables accessibles, il représente la solution la plus judicieuse pour répondre aux besoins tout en servant l'intérêt public. L'Office analyse la faisabilité économique et la justification d'un projet pour déterminer s'il sera vraisemblablement utile et utilisé pendant toute sa durée de vie économique.

Opinion d'Enbridge

Enbridge a lancé le projet pour répondre aux demandes des raffineries de l'Est du Canada. La société a tenu en bonne et due forme un appel de soumissions exécutoire proposant la signature d'une EST de dix ans avec engagement d'expédition ferme, assortie d'une option de renouvellement de cinq ans. Enbridge a conclu trois EST représentant un volume total engagé (c'est-à-dire souscrit par engagement) de 275 000 b/j. La canalisation 9 aurait une capacité annuelle de 300 000 b/j, une capacité de 25 000 b/j étant réservée aux volumes ponctuels ou non engagés.

L'étude de Demke, déposée par Enbridge, évalue les retombées économiques du projet au regard d'un scénario de référence qui exclut le projet actuel, mais comprend la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9. Demke a eu recours au modèle interprovincial d'entrées-sorties de Statistique Canada (modèle d'entrées-sorties) pour simuler l'incidence des effets économiques du projet sur les économies nationales et provinciales, et a utilisé un modèle fiscal pour estimer les effets sur les recettes publiques. Le modèle d'entrées-sorties sépare les dépenses liées à la

14 Le coût en capital initial était de 129 millions de dollars. L'augmentation du coût découle de changements à la portée du projet qu'Enbridge a décrits dans la mise à jour de la demande, déposée le 10 septembre 2013.

construction du pipeline¹⁵ des coûts d'exploitation permanents et fait une distinction entre les effets directs, indirects et induits.

L'étude de Demke constate que l'effet le plus important du projet réside dans les retombées économiques directes associées aux économies en coûts d'intrants réalisées par le marché du raffinage du Québec, lesquelles sont de l'ordre de 23,512 milliards de dollars sur une période de 30 ans (ou environ 783,7 millions de dollars par année). Demke a ajouté les économies relatives au coût des charges d'alimentation au PIB du Québec, à titre d'effet économique direct du projet. Dans sa demande, Enbridge a défini les retombées pour les raffineries comme des effets qui s'ajoutent à l'avantage principal du projet, qui est de permettre aux producteurs de l'Ouest canadien et de la région de Bakken aux États-Unis d'avoir accès au marché du raffinage du Québec, tout en réduisant la dépendance des raffineurs québécois à l'égard du pétrole brut provenant de régions où la production est en baisse, ou l'approvisionnement incertain.

Lorsque l'incidence économique du projet est envisagée uniquement pendant la période de 10 ans pour laquelle la capacité du projet est souscrite par des expéditeurs engagés, les économies en coûts d'intrants des raffineries québécoises sont évaluées à 5,539 milliards de dollars (2012), ou 553,9 millions de dollars par année, en moyenne. Après 2025, l'analyse tient pour acquis que les prix du pétrole brut demeurent constants, en termes réels. Les retombées estimatives moyennes sont plus élevées pour un horizon de 30 ans étant donné que l'écart entre les prix prévus du pétrole nord-américain et du pétrole importé s'accroît à long terme, y compris les ajustements pour les coûts de transport. Enbridge a indiqué que même pour des périodes inférieures à la durée économique de 30 ans du projet, y compris la période de 10 ans pour laquelle il y a des volumes engagés, l'incidence économique prévue du projet est essentiellement positive.

Outre l'incidence directe sur le PIB découlant des économies des raffineries, l'étude de Demke signale que le projet injecterait une somme de 1,6 milliard de dollars directement dans l'économie sur une période de 30 ans (60 % en Ontario et 40 % au Québec), grâce aux dépenses de construction et aux produits dégagés des services de transport du pipeline.

Pour ce qui est des retombées économiques générales, directes et indirectes, pour une période de 30 ans, l'étude de Demke signale une augmentation des revenus du travail de près de 350 millions de dollars, une augmentation de l'emploi équivalant à environ 5 500 années-personnes et un accroissement des recettes publiques de 6 643 millions de dollars. Ces effets sont relevés principalement dans les provinces de l'Ontario et du Québec.

15 Dans son étude, Demke a utilisé le coût en capital initial de 121,8 millions de dollars. Il s'agit d'un montant inférieur au coût en capital utilisé par Enbridge dans sa demande initiale. Enbridge a par la suite avisé l'Office de l'augmentation du coût en capital estimatif, qui est passé à 170 millions de dollars, dans la mise à jour de sa demande. La réplique de Demke précise que la révision du coût en capital n'a pas d'effet appréciable sur les résultats globaux et les conclusions tirées de l'évaluation de l'incidence économique.

Opinion des participants

Expéditeurs engagés

Deux des trois expéditeurs engagés¹⁶, Valero et Suncor, ont déposé une preuve à l'appui de la nécessité du projet sur le plan économique. Toutes les deux sont en faveur du projet à cause de la concurrence qui règne dans le secteur du raffinage et de l'incidence que le projet aurait du point de vue de l'approvisionnement et des marchés (ces aspects sont développés dans les sections 8.1 et 8.2).

Équiterre (coalition)

Équiterre a présenté le rapport Goodman qui examine les coûts et les retombées économiques relatifs du projet. Le rapport Goodman constate que le projet comporte des retombées économiques aussi bien pour les producteurs de pétrole brut que pour les raffineurs du Québec. Toutefois, il souligne que ces retombées sont moins importantes que ce qu'indiquent les estimations d'Enbridge, surtout à court terme. De plus, le rapport Goodman précise que l'étude de Demke ne mentionne pas le coût d'éventuelles dépenses en immobilisations que les raffineries auraient à effectuer en rapport avec le projet.

Le rapport Goodman laisse entendre que les raffineries québécoises peuvent demeurer viables en l'absence du projet et que les effets économiques indirects engendrés par le projet seraient toujours présents même si celui-ci n'était pas approuvé. Le rapport Goodman souligne, en outre, que vu le contexte pertinent des économies du Québec, de l'Ontario et de l'ensemble du Canada, le projet aurait un impact minime sur l'emploi et le PIB, voire insignifiant par rapport aux coûts d'un accident ou d'un déversement majeur.

Association industrielle de l'est de Montréal

L'Association industrielle de l'est de Montréal s'est prononcée en faveur du projet. Elle représente 13 entreprises industrielles de Montréal-Est. Elle a indiqué que le développement durable repose sur trois aspects fondamentaux : l'environnement, l'économie et les facteurs sociaux. Elle a expliqué que lorsqu'un projet rejoint les valeurs de ses membres sous ces trois rapports, elle fait connaître publiquement son appui pour le projet, comme dans le cas présent. Elle a souligné les efforts que ses membres ont déployés au fil des ans pour améliorer la santé sociale et environnementale de Montréal-Est et parlé des synergies qu'ils ont créées afin de réduire la consommation d'énergie et optimiser l'utilisation des ressources.

Fédération des chambres de commerce du Québec

La Fédération des Chambres de Commerce du Québec a appuyé la preuve d'Enbridge concernant l'incidence économique plus large du projet. Elle a souligné l'importance que les industries chimique, pétrochimique et du raffinage revêtent dans l'économie de Montréal, en termes d'effets directs et indirects, mais a reconnu que ce secteur d'activité est en perte de

16 L'Impériale utilise la canalisation 9 pour alimenter sa raffinerie de Nanticoke, en Ontario. Elle est au nombre des expéditeurs engagés du projet, mais elle n'a pas déposé de preuve dans le cadre de l'instance.

vitesse depuis les quelques dernières années. Elle a affirmé que des projets comme celui à l'étude ne peuvent pas être menés de la même façon que par le passé, étant donné que les populations sont mieux sensibilisées et informées aujourd'hui, et que l'acceptation du public est un facteur important. Elle a signalé la distinction entre le fait pour un projet d'être acceptable pour la population et d'être accepté à l'unanimité et elle a fourni en preuve les résultats de recherches sur l'opinion publique effectuées en 2012 et 2013 qui attestent que le projet jouit de l'appui du public.

Ontario Petroleum Institute

L'Ontario Petroleum Institute représente des sociétés et des particuliers qui participent aux secteurs de la production de pétrole et de gaz naturel, du stockage d'hydrocarbures et de l'extraction de sel par dissolution en Ontario. L'institut a indiqué que le projet offre aux producteurs plus de débouchés concurrentiels pour la production actuelle et future, étant donné que tout le pétrole brut produit dans la province est utilisé actuellement par les raffineries ontariennes. Il a ajouté que le projet contribuerait à la croissance économique canadienne parce qu'il ouvrirait des perspectives de marché pour les ressources naturelles de l'Ontario.

Alberta Federation of Labour

La Alberta Federation of Labour s'est déclarée en faveur du projet dans la mesure où il répond aux normes environnementales, est réalisé à l'issue de consultations communautaires convenables et engendre des emplois et des activités économiques à valeur ajoutée, dans l'intérêt des Canadiens. Elle a soutenu que le projet va dans le sens de l'intérêt public parce qu'il favorise une stratégie industrielle mieux réfléchie au Canada, estompe les disparités économiques régionales et atténue les effets négatifs des pipelines d'exportation de bitume sur l'ensemble de l'économie canadienne.

Le Conseil du patronat du Québec

Le Conseil du patronat du Québec a déposé une preuve qui fait ressortir l'importance du projet pour l'économie du Québec. Soulignant que la raffinerie de Suncor est au cœur de l'industrie pétrochimique québécoise, il a laissé entendre que le projet aurait une incidence considérable sur l'industrie pétrochimique de Montréal-Est. Il a affirmé que ce secteur d'activité a connu de mauvais moments par le passé et que la fermeture de la raffinerie de Suncor lui porterait le coût de grâce. Le Conseil a fait remarquer que le projet engendrerait des investissements qui ne sont pas mentionnés dans l'étude de Demke et qu'il permettrait aussi de réduire le déséquilibre commercial du Canada, en favorisant une moindre dépendance à l'égard des importations.

Progressive Contractors Association of Canada

La Progressive Contractors Association of Canada a présenté une preuve concernant les effets commerciaux éventuels du projet et a indiqué qu'il rehausserait les perspectives d'emploi de ses sociétés membres et de leurs employés. Elle a souligné que le développement du secteur énergétique du Canada et l'accroissement de la capacité pipelinière ont des retombées commerciales et économiques directes.

Manufacturiers et Exportateurs du Québec

L'association Manufacturiers et Exportateurs du Québec s'est dite en faveur du projet. Selon elle, le projet profiterait aux industries du raffinage et de la pétrochimie du Québec ainsi qu'au secteur manufacturier. Elle a expliqué que la productivité et la compétitivité des industries québécoises dépendent dans une large mesure de l'accès à des sources d'énergie diversifiées et fiables.

Réplique d'Enbridge

Enbridge a déposé la réplique de Demke pour réfuter les observations contenues dans le rapport Goodman, présenté par Équiterre. Dans la réplique, Demke souligne que le rapport Goodman ne fait aucune analyse des coûts et des avantages sociaux, se contentant d'accepter la méthode des effets bruts employée dans l'étude de Demke. Demke note également dans la réplique que le rapport Goodman fait complètement abstraction des effets économiques induits calculés dans l'étude de Demke. De plus, à propos des économies de coûts des raffineurs, Demke indique que le rapport Goodman mentionne seulement que ces économies pourraient être exagérées, alors qu'il est aussi possible qu'elles soient sous-estimées.

Opinion de l'Office

L'Office souligne qu'il appartient aux sociétés pipelinières de voir à ce que leurs pipelines soient utiles et utilisés et qu'ils demeurent économiquement viables pendant toute leur durée de vie utile. La société pipelinière est responsable de la bonne gestion du réseau, mais s'il se produit un changement fondamental dans les assises économiques du pipeline, elle peut faire une demande à l'Office en vue de réaffecter le bien à un autre usage, si c'est nécessaire.

L'historique de la canalisation 9 témoigne du dynamisme de l'offre et des marchés et montre que la conjoncture peut changer profondément au fil des ans au point qu'une installation pipelinière peut devenir sous-utilisée. L'Office constate, malgré l'incertitude intrinsèque des prévisions, que les retombées économiques attendues du projet à court terme sont importantes, surtout en regard de son coût en capital relativement modeste. Il juge que l'existence d'EST à long terme constitue une preuve solide de la nécessité du projet et il ne se laisse pas convaincre par les commentaires de certains des participants selon lesquels ces contrats ne sont pas un gage que les retombées économiques prévues du projet se matérialiseront.

L'Office en conclut que le projet est faisable sur le plan économique, que son bien-fondé a été établi et que les installations seront vraisemblablement utiles et utilisées pendant la vie utile du projet. La décision de l'Office en la matière repose sur le constat qu'il existe des approvisionnements et des marchés suffisants pour soutenir le projet, comme il est exposé aux sections 8.1 et 8.2 des présents Motifs, et que les droits de transport seront vraisemblablement acquittés grâce aux volumes souscrits par les parties commerciales.

Chapitre 9

Principes et méthode de tarification

Le caractère approprié des règles et règlements tarifaires et de la méthode de tarification dont Enbridge a demandé l'approbation en vertu de la partie IV de la Loi faisait partie des questions à examiner au cours d'instance. Lorsqu'il doit évaluer une méthode de tarification, l'Office se demande si les droits qui en découleraient seraient justes et raisonnables et s'assure que la méthode proposée ne donnerait pas lieu à des distinctions injustes quant aux droits, au service ou aux installations. Dans le cas d'un oléoduc, l'Office doit également établir que le demandeur recevrait, transporterait et livrerait tout pétrole offert pour transport par son pipeline, pour s'acquitter de ses obligations à titre de transporteur public suivant l'article 71 de la Loi.

9.1 Appel de soumissions

Opinion d'Enbridge

Enbridge a tenu en bonne et due forme un appel de soumissions exécutoire, qui s'est déroulé du 17 mai au 15 juin 2012, à l'intention des expéditeurs intéressés à contracter une EST à long terme avec engagement d'expédition ferme. Dans l'appel de soumissions, la société proposait la signature d'une entente de dix ans assortie d'une option de renouvellement de cinq ans. Enbridge a indiqué qu'avant et pendant l'appel de soumissions, un certain nombre de sociétés ont signé des ententes de confidentialité afin de prendre connaissance des détails du projet. À la clôture de l'appel de soumissions, Enbridge a reçu des EST signées de la part de trois parties ayant des intérêts dans l'industrie du raffinage de l'Est du Canada, dont l'engagement total dépassait la quantité de capacité garantie offerte dans le cadre de l'appel de soumissions. Face à la plus grande demande de capacité reflétée par les engagements des parties, Enbridge a ajusté la capacité offerte pour fournir 275 000 b/j du volume total des engagements. Elle a indiqué qu'une capacité minimale de 25 000 b/j est réservée aux volumes ponctuels ou non engagés.

Opinion de l'Office

Étant donné qu'aucun des participants n'a exprimé d'inquiétudes concernant la transparence de l'appel de soumissions, l'Office n'a pas de préoccupations à ce sujet.

9.2 Méthode de tarification proposée

Enbridge a sollicité l'approbation, en vertu de la partie IV de la Loi, des règles et règlements tarifaires révisés de la canalisation 9, lesquels renferment les spécifications concernant les types de pétrole brut admissibles aux fins de transport. Le tarif en vigueur sur la canalisation 9 (tarif de l'ONÉ n° 297, prenant effet le 1^{er} août 2011) permet l'expédition de pétrole brut léger et moyen. Suivant le tarif révisé, Enbridge pourrait percevoir un droit pour le transport de pétrole brut léger, moyen et lourd.

Dans la liste des questions de l'instance, l'Office a précisé qu'il se bornerait, pour ce qui est d'évaluer l'à-propos de la méthode de tarification applicable à la canalisation 9, à déterminer si l'oléoduc répond aux exigences de l'article 71 de la Loi, qui prescrit les obligations imposées à l'exploitant d'un oléoduc à titre de transporteur public. Ce faisant, l'Office examinera le caractère approprié de la prime exigée des expéditeurs qui n'ont pas signé d'EST (expéditeurs non engagés).

Dans son *Guide de dépôt*, l'Office souligne que lorsqu'il s'agit d'examiner une demande d'approbation d'installations aux termes de la partie III de la Loi, il est pertinent de tenir compte de l'effet des installations proposées sur les droits.

Opinion d'Enbridge

Méthode de tarification actuelle et méthode proposée

La méthode actuelle de tarification de la canalisation 9 a été définie par l'entente *2011 and Beyond* conclue entre Enbridge et L'Impériale et subséquemment approuvée par l'Office au moyen de la lettre et de l'ordonnance TO-004-2011, datées du 15 septembre 2011.

Le réseau principal d'Enbridge est exploité actuellement sous le règlement avec droits concurrentiels (RDC) négociée, entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011 et devant expirer le 30 juin 2021. L'RDC, sauf quelques exceptions, fixe les droits exigibles sur le réseau principal jusqu'en 2021. Elle établit un tarif international conjoint (TIC) qui s'applique à tous les hydrocarbures expédiés de points de réception dans l'Ouest canadien à des points de livraison sur le réseau Lakehead d'Enbridge ainsi qu'à des points de livraison sur le réseau principal canadien situés en aval du réseau Lakehead, y compris Nanticoke et West Seneca, qui sont desservis à la fois par le réseau principal canadien et la canalisation 9. Les droits du TIC sont aussi fixés jusqu'en 2021, mais ils peuvent faire l'objet d'ajustements. À l'heure actuelle, les droits de la canalisation 9 sont calculés séparément de ceux du réseau principal.

Enbridge a souligné que la méthode de tarification proposée pour le projet est le fruit de négociations commerciales et qu'elle s'harmonise avec les principes et la méthode d'établissement des droits qui sous-tendent l'RDC. Elle a indiqué, de plus, que les droits du TIC-RDC) qui s'appliquent à des points de livraison sur le réseau principal d'Enbridge demeureront inchangés, peu importe les installations particulières utilisées ou le chemin emprunté. Il est proposé que les droits exigibles sur la canalisation 9 pour le transport de volumes engagés et non engagés jusqu'à Nanticoke et West Seneca soient les mêmes que ceux qui figurent dans l'actuel TIC-RDC.

Niveaux des droits

Tous les droits du TIC, y compris ceux qui se rapportent à la canalisation 9, sont ajustés en fonction de la distance et du type de produit (en d'autres termes, plus la distance de transport est grande et plus le brut est lourd, plus le droit est élevé). Par comparaison au droit applicable au pétrole brut léger, le droit ajusté en fonction du produit est plus élevé d'environ 8 % pour le transport de brut moyen et d'environ 21 % pour le brut lourd.

Enbridge a indiqué qu'elle a négocié avec les expéditeurs éventuels le droit du TIC qui s'appliquerait sur la canalisation 9 du terminal de Sarnia jusqu'au terminal de Montréal. Le droit négocié a ensuite été ajouté au droit du TIC-RDC jusqu'à Sarnia pour en dégager le droit TIC de la canalisation 9. Comparativement à un droit ajusté en fonction de la distance établi suivant le TIC-RDC, le droit TIC résultant de la canalisation 9 pour le transport jusqu'au terminal de Montréal est plus élevé de 0,21 \$ le baril. La prime de 0,21 \$ le baril s'applique aux droits de transport des volumes engagés et non engagés.

Ajustements du droit

Enbridge a précisé que le droit est ajusté annuellement, le 1^{er} juillet, à hauteur de 75 % de l'indice moyen annuel des prix du produit intérieur brut canadien (indice des prix du PIB), publié par Statistique Canada le ou vers le 28 février.

Les droits relatifs aux volumes non engagés pourraient être ajustés pour des motifs autres que l'ajustement annuel basé sur l'indice des prix du PIB ou une hausse des droits découlant d'une ordonnance rendue par l'Office dans le cadre de l'ICQF¹⁷. Par exemple, un ajustement au TIC-RDC ou un agrandissement pourraient se répercuter sur les droits relatifs aux volumes non engagés. En pareil cas, Enbridge consulterait les expéditeurs avant de déposer les nouveaux droits auprès de l'Office.

Enbridge a expliqué que la prime à payer par les expéditeurs non engagés pour le service de transport de l'Ouest canadien à Montréal pourrait augmenter ou diminuer au cours de la période d'application de l'EST, mais qu'elle ne dépasserait jamais de plus de 22 % les droits applicables aux volumes engagés. Cette prime maximale de 22 % par rapport aux droits pour volumes engagés s'appliquerait pendant la durée de l'EST relative à la canalisation 9. Enbridge a ajouté que si un ajustement admissible aux droits des volumes engagés faisait en sorte que la prime pour volumes non engagés dépasse 22 %, elle présenterait à l'Office un barème rajusté des droits non engagés de la canalisation 9 (applicable au service du terminal de Sarnia au terminal de Montréal) afin que le droit total exigé pour des volumes non engagés à partir de n'importe quel point de départ au Canada jusqu'à Montréal ne dépasse pas de plus de 22 % le droit de transport de volumes engagés sur le même trajet.

La prime associée aux volumes non engagés pourrait diminuer si, par exemple, le droit des volumes engagés et le droit des volumes non engagés devaient tous les deux augmenter du même montant. Un supplément imposé en vertu de l'ICQF en serait un exemple.

Opinions des participants

Certains participants ont soulevé des préoccupations au sujet du fait qu'Enbridge serait autorisée à transporter du pétrole brut lourd par suite de sa demande de révision des règles et règlements

17 « ICQF » fait référence à l'Initiative de consultation relative aux questions foncières de l'Office national de l'énergie (instance RH-2-2008) ainsi qu'aux décisions, directives et ordonnances en découlant.

tarifaires¹⁸, mais aucun n'a eu de commentaires sur des questions liées aux règles et règlements tarifaires de la canalisation 9 qui ressortissent à la partie IV de la Loi.

Opinion de l'Office

L'Office trouve raisonnable la méthode de tarification proposée pour la canalisation 9. Étant donné que les points de livraison qui peuvent être desservis par la canalisation 9 (Nanticoke et West Seneca) peuvent également l'être par le réseau principal et que les droits de transport sont déjà définis dans le TIC, il convient que les deux barèmes de droits soient alignés pour éviter toute distinction injuste. Par conséquent, l'Office estime approprié d'aligner la méthode de tarification de la canalisation 9 inversée sur le TIC en vigueur.

D'une manière générale, l'Office s'attend à ce que les parties commerciales défendent leurs intérêts devant lui et expriment leur accord, ou leur opposition, sur des aspects financiers tels que les droits et les tarifs. En l'occurrence, les parties commerciales (expéditeurs engagés) qui ont signé des EST de dix ans avec engagement d'expédition ferme comptaient parmi les intervenants à l'instance. Ces expéditeurs soutenaient le projet et deux des trois parties ayant signé des EST (Suncor et Valero) ont produit une preuve au sujet des retombées économiques du projet. Aucun des participants n'a fait état de préoccupations concernant l'appel de soumissions ni à propos du niveau des droits, de la méthode de tarification ou de la prime incorporée au droit des volumes non engagés.

L'Office accorde une certaine importance au fait qu'aucune des parties commerciales n'a soulevé de préoccupations concernant la prime relative aux volumes non engagés ou la méthode de tarification proposée, vu qu'il s'agit de parties avisées qui ne manqueraient pas de lui faire part de leurs inquiétudes, le cas échéant. L'Office constate que l'RDC est le fruit de négociations entre Enbridge, divers expéditeurs utilisant le réseau principal d'Enbridge et l'ACPP. Cette dernière, qui est un intervenant à l'instance, n'a fait état d'aucune préoccupation touchant la méthode de tarification et le fait qu'elle soit alignée sur l'RDC. L'Office estime que l'RDC est conforme à la version révisée des *Lignes directrices relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et le tarif*, et juge que les droits calculés suivant l'RDC sont justes et raisonnables.

Étant donné qu'Enbridge ne lui a pas demandé d'approuver des droits, pour le moment, l'Office n'a pas examiné le niveau des droits que la société exigerait après l'entrée en service du projet. Enbridge sera tenue de lui présenter les droits de la canalisation 9 avant la mise en service des installations et c'est à ce moment-là que l'Office déterminera si les droits proposés sont justes et raisonnables et s'assurera qu'ils ne donnent lieu à aucune distinction injuste. La décision que l'Office rend au sujet de la méthode de tarification à la présente instance ne préjuge pas de l'approbation subséquente du droit de la canalisation 9.

18 Par exemple, Stratégies Énergétiques a recommandé que l'Office n'approuve pas la demande visant à réviser le tarif pour permettre le transport de pétrole brut lourd. L'Office aborde cette question dans la section portant sur les marchés (section 8.2).

9.3 Attribution de la capacité et débit

Le paragraphe 71(1) de la Loi pose le principe que les oléoducs du ressort de l'Office sont des pipelines de transport public. Ce paragraphe se lit comme suit :

« Sous réserve des règlements de l'Office ou des conditions ou exceptions prévues par celui-ci, la compagnie exploitant un pipeline destiné au transport du pétrole reçoit, transporte et livre tout le pétrole qui lui est offert pour transport par pipeline sans délai, avec le soin et la diligence voulus et conformément à ses pouvoirs. »

Les sociétés pipelières comptent de plus en plus sur la conclusion de contrats à long terme pour soutenir la construction de nouvelles installations. Dans de telles circonstances, la capacité du pipeline doit être répartie correctement entre les expéditeurs du service garanti et les expéditeurs ponctuels, pour veiller à ce que la société pipelière s'acquitte de ses obligations de transporteur public. L'Office a indiqué dans le passé que la détermination de la capacité à réserver aux volumes ponctuels (non engagés) était une question de jugement et que cette décision devait tenir compte des particularités de chaque situation¹⁹.

Opinion d'Enbridge

Enbridge a soutenu que la capacité de 25 000 b/j réservée aux volumes non engagés sur la canalisation 9 est suffisante pour lui permettre de s'acquitter de ses devoirs de transporteur public suivant la Loi. La capacité non engagée représente 8,3 % de la capacité annuelle de la canalisation 9, qui est de 300 000 b/j. Enbridge a souligné que le volume de capacité réservé aux expéditeurs non engagés est compatible avec les besoins du marché du raffinage de l'Est du Canada.

Dans les règles et règlements tarifaires proposés, Enbridge a défini l'ordre de priorité des volumes engagés et non engagés. En réponse à une demande de renseignements de l'Office, la société a résumé comment la capacité mensuelle disponible serait répartie entre les expéditeurs engagés et non engagés suivant les règles et règlements tarifaires [article 14*d*]). Le tarif classe les volumes non engagés au cinquième rang selon l'ordre de priorité.

Voici l'ordre de priorité²⁰ du transport :

1. volumes engagés, à l'exclusion des volumes de rattrapage, jusqu'à concurrence des volumes engagés totaux;
2. volumes de rattrapage des expéditeurs engagés, dans la mesure où il y a une capacité engagée inutilisée;
3. volumes initiaux appliqués dans les cas de force majeure du transporteur, dans la mesure où il y a une capacité engagée inutilisée;

¹⁹ Motifs de décision RH-1-2012, Trans Mountain Pipeline ULC, page 30 (page PDF 41 de 54).

²⁰ Le terme « volumes de rattrapage » désigne les livraisons d'un expéditeur engagé en sus du volume engagé et pour lesquelles un paiement pour insuffisance mensuelle a été versé. Un paiement pour insuffisance mensuelle est versé par l'expéditeur lorsque ses livraisons réelles au cours d'un mois donné correspondent à moins de cent pour cent du volume engagé.

4. volumes accrus dans les cas de force majeure du transporteur, dans la mesure où il y a une capacité engagée inutilisée;
5. volumes non engagés;
6. volumes de rattrapage, en sus de la capacité engagée inutilisée.
7. volumes initiaux appliqués dans les cas de force majeure du transporteur, en sus de la capacité engagée inutilisée;
8. volumes accrus dans les cas de force majeure du transporteur, en sus de la capacité engagée inutilisée.

En outre, si les commandes d'expédition de volumes non engagés excédaient la somme de la capacité non engagée et de la capacité engagée inutilisée, les volumes non engagés feraient l'objet d'une répartition proportionnelle.

Bien qu'elle ait réservé une capacité de 25 000 b/j au transport de volumes non engagés, Enbridge a confirmé qu'il se pourrait que cette capacité de 25 000 b/j ne soit pas entièrement accessible aux expéditeurs non engagés en toute circonstance et, dans certains cas, qu'aucune capacité ne soit offerte à ces expéditeurs. À titre d'exemple, si la pression d'exploitation était réduite pendant une certaine période et si le pipeline fonctionnait à un niveau de capacité moyen annuel inférieur aux volumes engagés totaux, aucun espace pipelinier ne serait attribué aux expéditeurs non engagés (en supposant que les expéditeurs engagés aient utilisé toute la capacité pipelinère qui leur était accessible).

Opinion de l'Office

L'Office juge que l'attribution proposée de la capacité entre le service garanti et le service non engagé est acceptable. La prime incorporée au droit des volumes non engagés reflète les niveaux différents d'engagement financier et de risque assumé à l'égard du projet et il est raisonnable de s'attendre à ce que des expéditeurs non engagés aient accès à une capacité qui est en rapport avec le niveau de leur engagement. Comme il est prévu que la capacité non engagée sera suffisante pour permettre de recevoir les expéditions livrées par les pipelines de raccordement une fois que le projet sera en service et comme aucun participant n'a mis en doute l'équité de l'appel de soumissions ou de l'attribution de la capacité en découlant, l'Office estime que la proposition d'Enbridge respecte les obligations de la société à titre de transporteur public.

Bien qu'il n'y ait pas de niveau prescrit, l'Office constate que la proportion de la capacité affectée aux volumes non engagés (soit 8,3 %) est inférieure à ce qui a généralement été nécessaire aux oléoducs pour s'acquitter de leurs devoirs de transporteur public. De plus, Enbridge a affirmé que des circonstances opérationnelles pourraient réduire à moins de 8,3 % la capacité accordée aux expéditeurs non engagés, ou même l'éliminer totalement dans certains cas. Cependant, le caractère approprié du niveau de capacité réservé aux volumes non engagés doit être déterminé largement en fonction des commentaires exprimés par les participants. L'Office trouve significatif le fait qu'aucun des participants n'a eu de commentaires sur la répartition proposée. Il en conclut, par conséquent, que la révision proposée des règles et règlements tarifaires de la canalisation 9 est raisonnable.

9.4 Exemptions

Les sociétés pipelinières du ressort de l'Office sont réparties en deux groupes aux fins de la réglementation financière. Les sociétés du groupe 1 sont généralement celles qui exploitent des réseaux étendus, et les sociétés du groupe 2, celles dont les activités sont de moindre envergure. Enbridge est désignée une société du groupe 1.

Les sociétés du groupe 1 doivent se conformer au *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits*, qui exige le dépôt de rapports trimestriels de surveillance détaillant leur rendement financier et leurs débits, ainsi qu'à la réglementation comptable pertinente. En vertu du paragraphe 129(1.1) de la Loi, l'Office peut soustraire la société à l'application de certaines exigences réglementaires.

Dans le cadre de sa demande d'approbation des accords de règlement visant la canalisation 9, Enbridge a sollicité et obtenu une exemption concernant la tenue du système de comptabilité prescrit dans le RNCO et la nécessité de satisfaire aux exigences en matière de rapport et de dépôt énoncées à la rubrique BB, intitulée « Rapports de surveillance financière », du *Guide de dépôt* de l'Office. En lieu et place de ces exigences, l'Office a demandé qu'Enbridge lui présente annuellement des états financiers consolidés vérifiés²¹. En accordant l'exemption, l'Office a souligné que l'accord de règlement visant la canalisation 9 avait une courte durée d'application.

Opinion d'Enbridge

Enbridge a demandé d'être soustraite à l'application des exigences suivantes :

1. la tenue du système de comptabilité prescrit par le RNCO²²,
2. le dépôt des renseignements exigés suivant la rubrique BB du *Guide de dépôt*.

Pour ce qui concerne le RNCO, Enbridge a proposé de conserver le plan comptable actuel de la canalisation 9. Elle a souligné qu'elle se conforme aux alinéas 5(1)a) et 5(1)b) du RNCO en ce qui a trait à la canalisation 9 et à d'autres égards. Elle ne tient pas son grand livre conformément au système de comptabilité prescrit. Son grand livre reflète plutôt son propre plan comptable, qui est mis en correspondance avec le système de comptabilité prescrit.

En ce qui touche les exigences du *Guide de dépôt*, Enbridge a proposé de présenter à l'Office des états financiers consolidés annuels vérifiés, au lieu des renseignements précisés à la rubrique BB. Elle a soutenu que l'exemption sollicitée cadre avec les pratiques antérieures et que, conjugué au régime de vérification en place de l'Office, le dépôt annuel d'états financiers consolidés vérifiés procurera à l'Office les renseignements requis pour évaluer et suivre l'information financière.

21 A2100K1, Lettre et ordonnance TO-004-2011 de l'Office, datées du 15 septembre 2011.

22 Le paragraphe 5(1) du RNCO oblige Enbridge, à titre de société du groupe 1, à se conformer aux exigences suivantes : tenir des livres comptables distincts au Canada d'une façon compatible avec les principes comptables généralement reconnus; tenir les comptes de la façon prévue dans le RNCO, sauf autorisation ou directive contraire de l'Office; tenir un système comptable conforme aux exigences du RNCO.

Avant qu'Enbridge ne dépose la mise à jour de sa demande incluant la demande d'exemption, l'Office l'avait interrogée sur la façon dont elle répondrait aux exigences du *Guide de dépôt* concernant la communication des renseignements sur le débit, compte tenu des déclarations contenues dans les règles et règlements tarifaires de la canalisation 9 selon lesquelles Enbridge peut divulguer publiquement le volume associé à chaque catégorie de pétrole brut expédié pourvu que chaque catégorie comprenne les volumes de trois expéditeurs. Enbridge a précisé que les renseignements sur le débit des expéditeurs sont confidentiels, mais que s'il n'y avait pas trois expéditeurs dans chaque catégorie, elle divulguerait le volume total des trois catégories, ou encore déposerait les renseignements voulus auprès de l'Office sous le sceau du secret.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'aucun participant n'a formulé de commentaires à propos des exemptions sollicitées par Enbridge; il approuve la demande d'Enbridge en vue d'être exemptée de l'obligation de tenir un système comptable conforme au RNCO.

La canalisation 9 a été soustraite aux exigences de la rubrique BB par le passé, mais l'Office estime qu'en raison de l'accroissement attendu de l'achalandage de l'oléoduc, il est justifié d'examiner s'il y a lieu de maintenir l'exemption. L'Office souligne que la canalisation 9 a fonction de transporteur public et qu'elle transportera probablement des volumes engagés et non engagés. Bien qu'Enbridge ait négocié le droit exigible sur la canalisation 9B avec ses expéditeurs engagés et que certains des renseignements requis suivant la rubrique BB ne soient pas nécessaires ou pertinents pour la canalisation 9, l'Office estime que l'accès à des renseignements fiables et transparents concernant le débit et à certaines données financières contribue au fonctionnement efficace du marché.

L'Office dégage Enbridge de l'obligation d'observer les exigences en matière de rapport et de dépôt énoncées à la rubrique BB, intitulée « Rapports de surveillance financière », du *Guide de dépôt*. Cependant, il lui demande de déposer les renseignements indiqués ci-après (comme le précise l'ordonnance sur les droits TO-002-2014 présentée à l'annexe V) :

- i) Enbridge doit déposer chaque année les renseignements suivants :
 - a) un état des résultats de la canalisation 9, y compris les dépenses et revenus ventilés par catégories importantes;
 - b) les données sur la base tarifaire de la canalisation 9, selon la valeur brute et nette des installations en service;
 - c) le détail des opérations de plus de 500 000 \$ conclues entre Pipelines Enbridge Inc. et d'autres entités juridiques d'Enbridge.
- ii) Tous les trimestres, Enbridge doit déposer devant l'Office les données relatives au débit, par volumes souscrits et volumes non souscrits, par produit et par point de réception et de livraison, selon une ventilation mensuelle. Si les volumes indiqués dans l'une ou l'autre de ces catégories ne sont pas attribuables à au moins trois expéditeurs, Enbridge peut communiquer le volume total des trois catégories de brut, comme le décrit l'article 6b) des règles et règlements tarifaires pro forma visant la canalisation 9.

Annexe I

Liste des questions

L'Office examinera les questions suivantes dans le cadre de l'audience :

1. la nécessité du projet proposé;
2. les retombées commerciales possibles du projet proposé;
3. le caractère approprié des règles et règlements tarifaires et de la méthode de tarification proposés;
4. les effets environnementaux et socioéconomiques potentiels du projet proposé, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant survenir, et les effets environnementaux cumulatifs éventuels que sa réalisation est susceptible de causer;
5. la conception technique et l'intégrité du projet proposé;
6. les volets sécurité, sûreté et plans d'urgence associés à la construction et à l'exploitation du projet proposé, notamment la planification des interventions et la prévention des dommages causés par des tiers;
7. la consultation des groupes autochtones et les effets potentiels du projet proposé sur les intérêts des populations autochtones;
8. les activités de consultation des propriétaires fonciers et les effets potentiels du projet proposé sur ceux qui sont touchés ainsi que sur l'utilisation des terres;
9. les conditions dont devrait être assortie toute autorisation que pourrait accorder l'Office à l'égard du projet proposé dans le contexte des questions présentées ci-dessus.

L'Office ne se penchera ni sur les effets environnementaux et socioéconomiques associés aux activités en amont, ni sur l'exploitation des sables bitumineux ou l'utilisation en aval du pétrole transporté par le pipeline.

Annexe II

Définitions relatives aux critères d'évaluation de l'importance des effets

Critère	Cote	Définition
Tous les critères	Incertain	Descripteur utilisé lorsqu'aucune autre cote ne s'applique en raison d'un manque d'information ou de l'incapacité à prédire l'effet
Fréquence (à laquelle surviendrait l'événement ayant causé l'effet)	Accidentel	Se produit rarement et de manière imprévue au cours de la période d'évaluation
	Cas isolé	Se produit une seule fois durant une étape du cycle de vie du projet
	Plusieurs fois	Se produit plusieurs fois durant une étape du cycle de vie du projet
	Continu	Se produit tout au long d'une étape du cycle de vie du projet
Durée (de l'effet)	Court terme	Effet environnemental négatif dont la durée est de l'ordre de plusieurs mois ou est limitée à la période de construction proposée
	Moyen terme	Effet environnemental négatif dont la durée est de l'ordre de quelques années
	Long terme	Effet environnemental négatif qui est évident tout au long de l'exploitation prévue ou même après
Réversibilité	Réversible	Effet environnemental négatif qui devrait se résorber (retour aux conditions de base) au cours du cycle de vie du projet
	Possible	Effet environnemental négatif qui peut ou non se résorber (retour aux conditions de base) au cours du cycle de vie du projet
	Irréversible	Effet environnemental négatif qui est permanent ou dont la durée est de l'ordre de quelques générations
Étendue géographique	Sites du projet et aires de travail temporaires	Effet limité à la zone directement perturbée par le projet, soit principalement les sites du projet et les aires de travail temporaires; cette zone est également désignée sous le terme de zone d'aménagement du projet (ZAP)
	Zone d'évaluation locale (ZÉL)	Effet généralement limité à la zone où le projet peut interagir directement avec l'environnement biophysique et humain en raison des travaux de construction ou de remise en état, ce qui comprend plus précisément un rayon de 500 mètres autour de la ZAP

Critère	Cote	Définition
	Zone d'évaluation régionale (ZÉR)	Effet manifeste dans la zone au-delà de la ZÉL et pouvant altérer le paysage; cette zone, qui s'étend d'ouest en est du terminal de Samia à celui de Montréal, est habituellement décrite comme comprenant les municipalités et régions naturelles où se trouvent les sites du projet
Ampleur	Faible	Effet négligeable, s'il y en a; limité à quelques individus ou espèces, ou ne touchant que légèrement la ressource ou les parties en cause; susceptible d'avoir des répercussions sur la qualité de vie de certaines personnes, mais les gens s'adaptent généralement ou s'habituent, et l'effet est largement accepté par la société
	Modérée	Effet sur de nombreux individus ou espèces, ou effet notable sur la ressource ou les parties en cause; décelable mais en deçà des normes environnementales, réglementaires ou sociales ou des seuils de tolérance; il a des répercussions sur la qualité de vie des gens mais il est généralement accepté par la société
	Élevée	Effet sur un grand nombre d'individus ou effet considérable sur la ressource ou les parties touchées; il dépasse les normes ou les limites de tolérance environnementales, réglementaires ou sociales; il a une incidence sur la qualité de vie des gens, cause un stress durable et n'est généralement pas accepté par la société
Évaluation de l'importance	Susceptible d'être important	Effet qui est : (1) soit de grande ampleur (2) soit de l'étendue régionale de la ZÉR et continue, irréversible ou de longue durée
	Pas susceptible d'être important	Tout effet négatif ne répondant pas aux critères d'importance précités

Annexe III

Décisions relatives aux requêtes

Décision ou directive correspondante de l'Office		
Date	N° du document électronique	Objet
22 mai 2013	(A51982)	Décision n° 1 – Mise à jour procédurale n° 2 – Décision relative à la participation
13 juin 2013	(A52399)	Décision n° 2 – Rejet de la requête visant le report de la date limite fixée pour les DR
14 juin 2013	(A52414)	Décision n° 3 – Autorisation de participer à l'instance (lettre de commentaires)
19 juillet 2013	(A53007)	Décision n° 4 – Rejet de la requête à obtenir une réponse plus détaillée à une DR
19 juillet 2013	(A53008)	Décision n° 5 – Rejet de la requête à obtenir une réponse plus détaillée à une DR
25 juillet 2013	(A53107)	Décision n° 6 – Rejet de la requête à obtenir une réponse plus détaillée à une DR
24 juillet 2013	(A53078)	Décision n° 7 – Rejet de la requête à obtenir une réponse plus détaillée à une DR et modification du calendrier établi dans l'ordonnance d'audience
26 juillet 2013	(A53143)	Décision n° 8 – Rejet de la requête visant à répondre aux DR de façon plus détaillée et modification du calendrier établi dans l'ordonnance d'audience
29 juillet 2013	(A53164)	Décision n° 9 – Rejet de la requête relative à la tenue d'une troisième période de DR
2 août 2013	(A53265)	Décision n° 9 – Raisons supplémentaires
30 juillet 2013	(A53181)	Décision n° 10 – Accueil de la requête visant le dépôt d'une lettre de commentaires après la date limite
2 août 2013	(A53356)	Décision n° 11 – Rejet de la requête visant le report d'une date limite
6 août 2013	(A53357)	Décision n° 12 – Rejet de la requête visant à contraindre Enbridge à répondre aux DR de façon plus détaillée

Décision ou directive correspondante de l'Office		
Date	N° du document électronique	Objet
8 août 2013	(A53437)	Décision n° 13 – Rejet de la requête visant à reporter l'instance et à proroger le délai pour présenter des éléments de preuve
3 septembre 2013	(A53861)	Décision n° 14 – Autorisation de déposer la réponse à une DR après la date limite
4 septembre 2013	(A53880)	Décision n° 15 – Autorisation de déposer la réponse à la DR 4.7 de l'Office après la date limite
24 septembre 2013	(A54318)	Décision n° 16 – Autorisation de déposer une preuve écrite après la date limite
2 octobre 2013	(A54522)	Décision n° 17 – Rejet de la requête en vue de la radiation d'un élément de preuve et des réponses directes à une DR
2 octobre 2013	(A54522)	Décision n° 18 – Autorisation de déposer une plaidoirie écrite finale après la date limite
3 octobre 2013	(A54559)	Décision n° 19 – Autorisation donnée à M. Jean Léger de présenter une plaidoirie finale orale
8 octobre 2013	(A3L8T5) Paragr. 173-178	Décision n° 20 – Accueil de la requête visant à verser au dossier de l'instance la lettre déposée par la Première Nation Aamjiwnaang et la Première Nation des Chippewas de la Thames, datée du 27 septembre 2013
10 octobre 2013	(A3L9F9) Paragr. 2165-2174	Décision n° 21 – Décision de l'Office quant à la méthode de présentation de la plaidoirie finale de M. Jean Léger
17 octobre 2013	(A3Q0Y6) Paragr. 5069-5073	Décision n° 22 – Accueil de la requête visant la participation à l'instance du Conseil des Mohawks de Kanesatake et de la Première Nation de Kanesatake en qualité d'auteur de lettre de commentaires et décision de verser la lettre de commentaires au dossier

Annexe IV

Conditions de l'ordonnance XO-E101-003-2014 de l'Office national de l'énergie aux termes de l'article 58 de la Loi

1. Sauf avis contraire de la part de l'Office, Enbridge doit se conformer à toutes les conditions énoncées dans l'ordonnance.
2. Enbridge doit veiller à ce que le projet soit conçu, situé, construit, mis en place et exploité conformément aux plans et devis, normes et autres renseignements mentionnés dans sa demande ou dans ses présentations connexes.
3. Enbridge doit appliquer, ou faire appliquer, l'ensemble des politiques, pratiques, programmes, mesures d'atténuation, recommandations, modalités et engagements concernant la protection de l'environnement qui sont compris ou mentionnés dans sa demande ou ses présentations connexes.

Avant la construction

4. Enbridge doit déposer auprès de l'Office, au moins 30 jours avant le début de la construction, un calendrier de construction énonçant les activités principales de la construction du projet et elle doit informer l'Office chaque fois que des modifications sont apportées au calendrier.
5. Enbridge doit :
 - a) au moins 30 jours avant le début de la construction, déposer auprès de l'Office et afficher sur son propre site Web, les versions anglaise et française d'un tableau de suivi des engagements énumérant tous les engagements pris à l'égard du projet dans sa demande, dans ses présentations connexes ou au cours de l'instance OH-002-2013, y compris les renvois nécessaires à ce qui suit :
 - i) les documents faisant état de l'engagement (par exemple, la demande et les dépôts subséquents, une réponse à une demande de renseignements, les transcriptions d'audience, les exigences liées aux permis, aux autorisations ou aux approbations, un dépôt de conformité à une condition);
 - ii) les responsabilités liées à la mise en œuvre de chaque engagement;
 - iii) les délais fixés pour la réalisation de chaque engagement.
 - b) jusqu'à ce que tous les engagements énoncés au point a) de la condition 5 ci-dessus aient été réalisés, mettre à jour le site Web

d'Enbridge lorsque nécessaire et informer l'Office par écrit que de telles mises à jour ont été apportées;

- c) conserver à son ou ses bureaux de chantier :
 - i) les sections pertinentes du tableau de suivi des engagements qui portent sur l'environnement et qui énumèrent tous les engagements liés à la réglementation, y compris les engagements énoncés au point a) de la condition 5;
 - ii) les copies des permis, approbations ou autorisations délivrés par les autorités fédérales, provinciales ou autres dans le cadre du projet et qui comprennent les conditions environnementales ou les mesures d'atténuation ou de surveillance propres aux sites;
 - iii) les modifications apportées ultérieurement aux permis, approbations ou autorisations visées en ii), le cas échéant.
- 6. Enbridge doit soumettre à l'approbation de l'Office, au moins 30 jours avant le début de la construction, une mise à jour du plan de protection de l'environnement relatif au projet. Le plan doit :
 - a) décrire chaque méthode de protection environnementale, mesure d'atténuation et engagement en matière de surveillance dont Enbridge a fait état dans sa demande et ses dépôts ultérieurs;
 - b) comprendre des cartes des caractéristiques environnementales de la zone d'évaluation locale de chaque site du projet;
 - c) comprendre un plan d'urgence relatif aux ressources archéologiques propre au projet.
- 7. Au moins 15 jours avant le début de la construction, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un plan d'intervention en cas d'urgence sur le terrain propre au projet qui sera mis en œuvre dès l'étape de la construction et comprendra notamment toutes les mesures particulières que la société devrait prendre en cas de déversement accidentel attribuable aux travaux de construction.

Pendant la construction

- 8. Enbridge doit transmettre à l'Office, sous une forme qui convient à ce dernier, des rapports d'étape mensuels indiquant l'avancement des travaux de construction. Ces rapports doivent renfermer notamment des renseignements sur ce qui suit :
 - a) les travaux qui ont été exécutés durant la période visée par le rapport;
 - b) les questions liées à l'environnement, aux aspects socioéconomiques, à la sécurité et à la sûreté ainsi que les cas de non-conformité;
 - c) les mesures prises pour résoudre chaque problème et remédier aux cas de non-conformité.

Avant de demander l'autorisation de mise en service

9. Au moins 90 jours avant de déposer sa demande d'autorisation de mise en service, Enbridge doit présenter à l'Office une évaluation technique à jour du pipeline, dans un format semblable à celui de l'évaluation technique de la canalisation 9B. L'évaluation technique à jour doit s'appuyer sur les inspections internes et les travaux d'excavation réalisés par Enbridge sur la canalisation 9 en 2012 et en 2013 entre les terminaux de Sarnia et de Montréal. L'évaluation technique à jour doit comprendre, sans s'y limiter :
 - a) une analyse de la vie utile restante qui tient compte des caractéristiques connexes de manière à illustrer que le pipeline qui relie les terminaux de Sarnia et de Montréal peut être mis en service dans le sens d'écoulement inversé aux pressions maximales de service (PMS) approuvées par l'Office. Si Enbridge souhaite demander que les pressions de service soient différentes dans cette analyse, elle doit motiver cette demande.
 - b) une analyse du taux de pression de rupture prévu pour le pipeline par rapport aux menaces à l'intégrité (y compris les menaces connexes) en utilisant comme référence 100 % de la limite élastique minimale;
 - c) le rendement des outils d'inspection interne, y compris leur probabilité de détection et leur probabilité de mesure de la profondeur;
 - d) des schémas d'unité d'outils de terrain pour les fissures et la corrosion, y compris la profondeur et la longueur;
 - e) les résultats de l'inspection annuelle menée en 2012 à l'égard du réseau de protection cathodique.
10. Compte tenu de la PMS et des renseignements sur l'intégrité présentés dans l'évaluation technique à jour, Enbridge doit, au moins 30 jours avant de déposer sa demande d'autorisation de mise en service :
 - a) réparer toutes les anomalies qui sont présentes dans les tronçons de pipeline entre le terminal de Sarnia et celui de Montréal et qui ont été repérées au moyen de l'une des évaluations supplémentaires ou réévaluations qu'Enbridge s'est engagée à effectuer dans sa demande pour satisfaire au critère de réparation de la norme CSA Z662-11, ainsi que toutes les anomalies dont le facteur de sécurité est inférieur à 125 % de la PMS, y compris les défauts à l'origine des autorestrictions de pression actuelles qui sont précisées dans l'évaluation technique de la canalisation 9B d'Enbridge, sans égard à la pression de service courante;
 - b) déposer auprès de l'Office un rapport qui comprend notamment une liste des anomalies ayant fait l'objet d'une réparation et qui en précise la taille, le coefficient de sécurité avant la réparation et la date de la réparation.

11. Conformément à l'article 23 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (RPT) Enbridge doit déposer auprès de l'Office son programme d'essais sous pression au moins 60 jours avant de déposer sa demande d'autorisation de mise en service.
12. Enbridge doit déposer auprès de l'Office, au moins 60 jours avant de présenter sa demande d'autorisation de mise en service, le manuel du système de détection de fuites (SDF) employé pour le projet. Ce manuel doit notamment inclure ce qui suit :
 - a) la politique et l'engagement de la haute direction en matière de détection des fuites;
 - b) les rôles, les responsabilités et les pouvoirs des membres du personnel lorsqu'une fuite est soupçonnée;
 - c) la théorie et les raisons à l'appui de la conception et de la mise en pratique du SDF. La conception du SDF d'Enbridge doit respecter ou dépasser les exigences énoncées à l'annexe E de la norme CSA Z662-11 relativement à l'ensemble des désignations de classe d'emplacement le long de la canalisation 9, entre les terminaux de Sarnia et de Montréal;
 - d) la méthodologie et les exigences en matière d'appareillage;
 - e) les indicateurs de rendement comme le degré d'exactitude, de fiabilité et de sensibilité du SDF;
 - f) les alertes de fuite et les messages de diagnostic, ainsi que les méthodes s'y rattachant;
 - g) les informations fournies par le SDF pour aider à faire fonctionner ce système et pour intervenir dans le cas d'une fuite;
 - h) la quantité maximale estimée de produit déversé avant qu'une fuite ne soit détectée;
 - i) le processus préconisé relativement aux protocoles d'amélioration constante, de non-conformité, de vérification et de redressement;
 - j) les méthodes relatives à la tenue de registres, à la formation et à l'évaluation du rendement du SDF;
 - k) le plan adopté pour l'entretien ainsi que pour les essais (c'est-à-dire signal simulé, extraction de fluide, etc.) et leur fréquence.

Le manuel du SDF doit également (en ce qui concerne le système de commande, le centre de contrôle, les exploitants et les équipes, les procédures, les alarmes, les calculs de bilan de matériel, la séparation de colonnes, etc. d'Enbridge) démontrer le respect des conclusions et des résultats pertinents du rapport *Vérification de la conformité en vertu de la Loi* sur l'Office national de l'énergie *relativement à l'inspection et à l'examen de la salle de contrôle de Pipelines Enbridge Inc. à Edmonton* (mai 2013) et de l'ordonnance SO-E101-003-2013, qui lui est connexe.

13. Enbridge doit présenter à l'Office, au moins 60 jours avant la mise en service, un cadre de coordination de la protection de l'environnement et de l'intervention en cas d'urgence (cadre) pour le projet qui démontre clairement la coordination, les couplages et l'harmonisation du Programme de protection de l'environnement et du Programme de gestion des situations d'urgence. Ce cadre doit tenir compte des objectifs de l'évaluation, de la protection, de l'atténuation et de la surveillance du risque et être conforme à l'article 6.5 du RPT.
14. Enbridge doit déposer auprès de l'Office, au moins 60 jours avant de présenter sa demande d'autorisation de mise en service, le plan de mise à jour et de mise en œuvre de son programme de formation continue (y compris les exercices d'intervention d'urgence), de son programme de liaison et de ses activités de consultation relatives à la protection civile et à l'intervention d'urgence à l'égard du projet. Le plan doit respecter les exigences de l'annexe A des *Notes d'orientation concernant le Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (les notes d'orientation concernant le RPT) et préciser ce qui suit :
 - a) la portée du plan;
 - b) les objectifs du plan;
 - c) une liste des autorités de réglementation, des municipalités et des premiers intervenants qui ont été consultés ou le seront;
 - d) une liste des groupes autochtones qui ont été consultés ou le seront;
 - e) les méthodes pour assurer le suivi des engagements pris au cours des consultations (le cas échéant) et pour les intégrer au manuel des mesures d'urgence révisé.
15. Enbridge doit déposer auprès de l'Office, au moins 30 jours avant de présenter sa demande d'autorisation de mise en service, la confirmation que le système d'arrêt d'urgence (y compris les sources d'énergie auxiliaire) de chaque installation entre les terminaux de Sarnia et de Montréal satisfait aux exigences de l'article 12 du RPT et à l'article 4.14.3.3 de la norme CSA Z662-11. Enbridge est aussi tenue de décrire en quoi ses systèmes d'arrêt d'urgence sont conformes aux exigences.
16. Enbridge doit déposer auprès de l'Office, au moins 90 jours avant de présenter sa demande d'autorisation de mise en service, les résultats de son projet de mise à niveau du mécanisme de vannes de la canalisation 9 faisant partie de la canalisation principale entre les terminaux de Sarnia et de Montréal, selon sa méthode du positionnement intelligent de vannes (PIV). Avec ces résultats, Enbridge doit :
 - a) de prouver que le nouveau mécanisme de vannes de la canalisation 9 respecte ou dépasse les exigences de l'article 4.4. de la norme CSA Z662-11 visant l'emplacement et l'espacement des vannes, tout particulièrement en ce qui concerne la note 2 de l'article 4.4.8;
 - b) de démontrer et d'expliquer pourquoi la société estime que le volume maximal d'un déversement entre les vannes est aussi faible que raisonnablement possible et permet d'éviter les déversements d'un

volume qui représente un risque important pour le public ou l'environnement, dont les cours d'eau, les prises d'eau, l'infrastructure urbaine et les zones fragiles. L'évaluation doit reposer sur le plan de gestion des franchissements de cours d'eau exigé à la **condition 18**. Elle doit également porter sur le profil du terrain et les conditions d'écoulement qui pourraient interagir avec le franchissement en question et ainsi constituer un risque pour la population ou l'environnement à des endroits autres que le lieu du déversement;

- c) de préciser les critères et le raisonnement sur lesquels repose le choix de huit vannes à commande manuelle (VCM) sur le pipeline, au lieu de vannes télécommandées, et décrire comment les VCM seront entretenues, comment il sera possible d'y avoir accès (y compris par temps neigeux) et donner, pour chaque vanne, une estimation du délai de fermeture maximal une fois l'alarme déclenchée;
 - d) de décrire la procédure qui sera suivie pour trouver la cause de l'alarme avant de déployer du personnel pour fermer les vannes manuellement. Enbridge doit en outre décrire toutes les autres mesures qui seront prises relativement aux VCM dans le but de réduire le volume de tout déversement éventuel et l'incidence de ces mesures sur l'ampleur prévue du déversement;
 - e) d'expliquer si le recours aux VCM risque d'avoir une incidence négative sur l'évaluation du contrôle des fuites faite par Enbridge relativement au projet (p. ex., volume initial déversé par rapport à 95,2 m³, volume total déversé, risque supplémentaire associé au projet évalué à 2,2 %, etc.).
17. Enbridge doit déposer auprès de l'Office, au moins 30 jours avant de présenter sa demande d'autorisation de mise en service, les résultats à jour de son étude de 2013 sur les géorisques de la canalisation 9. Enbridge doit inclure dans l'étude sur les géorisques un résumé de ses activités d'atténuation de contamination de la profondeur du couvert menées en 2012 et en 2013.
18. Enbridge doit déposer auprès de l'Office, au moins 90 jours avant de présenter sa demande d'autorisation de mise en service, un plan de gestion des franchissements de cours d'eau propre au projet qui détermine les conditions actuelles de franchissement de cours d'eau et illustre la manière proactive dont Enbridge gérera les franchissements de cours d'eau le long de la canalisation existante.

Le plan doit notamment contenir les éléments suivants :

- a) les critères utilisés pour déterminer l'emplacement des principaux franchissements de cours d'eau le long de la canalisation 9, et la justification de leur choix. Les critères doivent respecter ou dépasser les exigences stipulées à la note 2 de l'article 4.4.8 de la norme CSA Z662-11;

- b) un tableau faisant l'inventaire :
 - i) de tous les franchissements de cours d'eau le long de la canalisation 9 entre les terminaux de Sarnia et de Montréal;
 - ii) des franchissements de cours d'eau qui ne répondent pas aux critères (le critère non satisfait doit être indiqué clairement dans chacun des cas);
 - iii) des franchissements de cours d'eau qui répondent aux critères;
 - iv) de la proximité de chacun des franchissements de cours d'eau qui répondent aux critères par rapport aux cours d'eau en aval, à l'infrastructure critique et aux zones importantes et sensibles sur le plan environnemental;
 - c) le lieu et la fréquence des activités de surveillance, tant à l'échelle du projet (p. ex., survols) qu'au niveau local (p. ex., visites sur place);
 - d) les mécanismes de commentaires en place pour suivre et mettre à jour la condition des franchissements dans le cadre du programme de protection de l'environnement, au fur et à mesure que des conditions de dégradation sont observées;
 - e) une description des conditions de franchissement dégradées qui pourraient être présentes et leur risque relatif;
 - f) une description de la manière dont seront gérés les risques environnementaux liés aux franchissements de cours d'eau, notamment un graphique des responsabilités à l'égard des décisions et la hiérarchie des points de décision indiquant quelles mesures correctives seraient mises en œuvre en cas de dégradation d'une condition et dans quel délai.
19. Avant de présenter sa demande d'autorisation de mise en service, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un plan de gestion des fissurations dans le tronçon situé entre les terminaux de Sarnia et de Montréal. Ce plan doit comprendre un calendrier d'évaluation et les raisons expliquant les intervalles choisis.
20. Au moins 60 jours avant de présenter sa demande d'autorisation de mise en service, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un plan d'intervention en cas d'urgence visant la canalisation 9, qui démontre la conformité à chacun des éléments indiqués à l'annexe A des notes d'orientation concernant le RPT, et ce, pour chacune des municipalités et des zones sujettes à de graves conséquences, ce qui comprend les principaux franchissements de cours d'eau et les zones densément peuplées. Conformément aux stipulations de l'annexe A des notes d'orientation concernant le RPT, Enbridge doit tenir à jour son plan d'intervention en cas d'urgence et en transmettre à l'Office la version la plus récente.

Après la construction

21. Dans les 30 jours suivant la réception de l'autorisation de mise en service, Enbridge doit déposer auprès de l'Office une déclaration, de la part d'un dirigeant responsable de la société nommé selon les termes de l'article 6.2 du RPT, confirmant que le projet a été réalisé et construit en conformité avec toutes les conditions préalables à la mise en service contenues dans l'ordonnance. Si la conformité avec l'une ou l'autre de ces conditions préalables à la mise en service ne peut pas être confirmée, le dirigeant responsable de la société doit en présenter les raisons par écrit à l'Office.
22. Dans les 30 jours suivant la mise en service, Enbridge doit déposer auprès de l'Office les résultats de ses études techniques détaillées et des études connexes afin de valider le rendement réel du système computationnel de surveillance en ce qui concerne plus particulièrement la sensibilité et la fiabilité du SDF de la canalisation 9. Les résultats doivent être fonction de fenêtres à long terme de calcul des mesures du fluide transporté pour une journée, une semaine ou un mois donné.
23. Enbridge doit présenter à l'Office, dans un délai de six mois suivant la mise en service du projet :
 - a) les résultats de la vérification du niveau de bruit après la construction au terminal de Sarnia, aux stations North Westover, Hilton, Cardinal et Terrebonne et au terminal de Montréal;
 - b) si nécessaire, un plan de réduction du bruit visant les terminaux et les stations, afin de veiller au respect des lignes directrices provinciales de l'Ontario et du Québec en matière de bruit.
24. Enbridge doit déposer auprès de l'Office, au moins 30 jours avant la mise en service et, par la suite, tous les six mois pendant les trois premières années d'exploitation, un rapport d'engagement permanent pour l'exploitation continue de la canalisation 9.

Ce rapport doit comprendre au minimum :

- a) les personnes ou les groupes qu'Enbridge a cherché à consulter au cours des six mois précédents;
- b) les personnes ou les groupes qu'Enbridge a consultés au cours des six mois précédents;
- c) la confirmation qu'Enbridge a consulté ou cherché à consulter, au minimum une fois l'an, au moins un représentant de groupe de propriétaires fonciers, de la municipalité, de l'office de protection de la nature et de groupes autochtones dont une terre, un territoire ou autre est traversé par la canalisation 9;
- d) les dates et lieux des démarches de consultation, et les moyens employés;

- e) l'information distribuée aux personnes ou aux groupes (par exemple, des renseignements sur la santé, la sécurité et le rendement environnemental de la canalisation 9);
 - f) un résumé des commentaires reçus de la part des personnes ou groupes éventuellement touchés et des préoccupations exprimées au sujet du projet;
 - g) un résumé de la réponse apportée par le demandeur à chacun des commentaires ou sujets de préoccupation ;
 - h) la façon dont les préoccupations non résolues seront réglées;
 - i) la manière dont les interventions des personnes ou groupes ont influencé l'exploitation du projet;
 - j) des détails sur les discussions avec les groupes autochtones;
 - k) le détail et le résultat des consultations menées auprès de toutes les personnes susceptibles d'être touchées par les modifications au projet;
 - l) des détails sur les discussions avec les intervenants d'urgence de la municipalité.
25. Dans les 12 mois suivant l'obtention de l'autorisation de mise en service, Enbridge doit soumettre à l'approbation de l'Office une version à jour de son plan de gestion des franchissements de cours d'eau, qui fait état des données qui seront utilisées à l'avenir pour établir les conditions générales des franchissements des cours d'eau aux fins du plan.

Ce plan à jour doit notamment contenir les éléments suivants :

- a) une réitération des critères utilisés pour déterminer les principaux franchissements de cours d'eau le long de la canalisation 9 entre les terminaux de Sarnia et de Montréal et du tableau faisant l'inventaire :
 - i) de tous les franchissements de cours d'eau le long de la canalisation 9 entre les terminaux de Sarnia et de Montréal;
 - ii) des franchissements de cours d'eau qui ne répondent pas aux critères (le critère non satisfait doit être indiqué clairement dans chacun des cas);
 - iii) des franchissements de cours d'eau qui répondent aux critères;
 - iv) de la proximité de chacun des franchissements de cours d'eau qui répondent aux critères par rapport aux cours d'eau en aval, à l'infrastructure critique et aux zones importantes et sensibles sur le plan environnemental;
- b) pour les franchissements qui répondent aux critères, indiqués en a)iii) ci-dessus :
 - i) les hydrogrammes saisonniers propres au réseau (rendement sur un an);
 - ii) les profils de débordement aux endroits de franchissement;
 - iii) les caractéristiques des sédiments déposés immédiatement en amont et en aval du lieu de franchissement;

- iv) l'épaisseur de la couverture et les évaluations géotechniques des bancs adjacents, jusqu'à une distance de 100 m;
 - v) des cartes délimitant les plaines inondables;
 - vi) les évaluations d'affouillement et les analyses de la fréquence des crues à chaque franchissement de cours d'eau, selon les volumes de marée de tempête sur 50 ans et sur 100 ans et selon les volumes réglementaires;
- c) une description de la façon dont les données recueillies seront utilisées pour satisfaire aux exigences de gestion des risques pour l'environnement, y compris les effets de l'environnement sur les franchissements de cours d'eau;
 - d) un échéancier des mises à jour futures, qui inclut les activités de surveillance prévues à la **condition 18**, la fréquence des activités de collecte et d'analyse de données supplémentaires et le protocole de modification ou d'amélioration du plan à la lumière des conditions à jour du cours d'eau;
 - e) la preuve des consultations menées auprès d'Environnement Canada, de l'Office de protection de la nature de Toronto et de la région et des autres autorités municipales, régionales et provinciales compétentes au sujet du plan de gestion des franchissements de cours d'eau (**condition 18**) et du plan à jour.
26. Enbridge doit déposer auprès de l'Office, dans les 12 mois suivant l'autorisation de mise en service et, par la suite, tous les 12 mois pendant les trois premières années d'exploitation, un rapport détaillant l'état du programme de formation continue d'Enbridge (y compris les exercices de gestion des situations d'urgence), du programme de liaison et des activités de consultation menées auprès des autorités de réglementation, des municipalités, des groupes autochtones et de toute autre partie prenante qui pourrait avoir un rôle à jouer dans l'intervention d'urgence. Le rapport doit notamment comprendre l'information suivante :
- a) une liste des participants, du type de consultation, des endroits et des séances du programme de formation continue (y compris les exercices de gestion des situations d'urgence), du programme de liaison et des activités de consultation qui ont été menées au cours des 12 mois précédents;
 - b) les personnes ou les groupes auxquels Enbridge a offert ces activités au cours des 12 mois précédents;
 - c) une confirmation qu'Enbridge a mené ou offert de mener des activités de formation continue et des exercices d'intervention en cas d'urgence de la manière, selon les délais et avec les personnes ou groupes indiqués dans l'annexe A des notes d'orientation concernant le RPT;
 - d) une description de tous les accords ou protocoles mis au point;
 - e) une liste de toutes les questions ou préoccupations soulevées au cours du programme de formation continue (y compris pendant les exercices de

gestion des situations d'urgence), du programme de liaison et des activités de consultation;

- f) les raisons pour lesquelles les questions et préoccupations non résolues ne l'ont pas été et les mesures qu'Enbridge prendra ou a prises pour les résoudre ou, le cas échéant, les raisons pour lesquelles aucune mesure n'a été prise.
27. Dans les 18 mois suivant l'obtention de l'autorisation de mise en service, Enbridge doit déposer auprès de l'Office le plan d'amélioration de l'intégrité à long terme qu'elle envisage de mettre en œuvre pour atténuer et surveiller les imperfections de corrosion (interne et externe), les déformations géométriques ou les fissurations relevées par les outils d'inspection interne qui restent dans les tronçons pipeliniers situés entre la station de North Westover et le terminal de Montréal, précisant notamment le calendrier du plan, le raisonnement justifiant les imperfections sélectionnées et les intervalles prévus en vue d'inspections subséquentes.
28. Dans les 18 mois suivant l'obtention de l'autorisation de mise en service, Enbridge doit soumettre à l'approbation de l'Office une évaluation déterministe à jour de la durée de vie restante de chaque tronçon (c'est-à-dire d'une station de pompage à l'autre) de la canalisation 9 entre les terminaux de Sarnia et de Montréal. Cette évaluation doit tenir compte des résultats des plus récentes inspections internes et excavations, des imperfections connexes, des PMS approuvées par l'Office et de l'ensemble de données réelles des cycles de pression de service pour les périodes les plus occupées depuis l'inversion.
29. Enbridge doit soumettre à l'approbation de l'Office, en même temps que la version définitive de son rapport d'engagement permanent, un plan décrivant la manière dont elle s'y prendra pour continuer à favoriser la participation des gens et des groupes pendant l'exploitation de la canalisation 9 et à promouvoir la transparence de l'information auprès des parties prenantes.
30. Sauf avis contraire donné par l'Office avant le 6 mars 2015, la présente ordonnance expire le 6 mars 2015, à moins que les travaux de construction prévus dans le cadre du projet n'aient commencé à cette date.

Annexe V

Conditions de l'ordonnance TO-002-2014 de l'Office national de l'énergie aux termes de la partie IV de la Loi

- 1) La méthode de conception des droits est approuvée.
- 2) Les règles et règlements tarifaires visant la canalisation 9 sont approuvés.
- 3) Enbridge est soustraite à l'obligation de tenir un système comptable, comme le prescrit le RNCO.
- 4) Enbridge est soustraite aux exigences de rapports et de dépôt énoncées à la rubrique BB du *Guide de dépôt* de l'Office, intitulée « Rapports de surveillance financière ».
- 5) Enbridge doit déposer chaque année les renseignements suivants :
 - a) un état des résultats de la canalisation 9, y compris les dépenses et revenus ventilés par catégories importantes;
 - b) les données sur la base tarifaire de la canalisation 9, selon les valeurs brute et nette des installations en service;
 - c) le détail des opérations de plus de 500 000 \$ conclues entre Pipelines Enbridge Inc. et d'autres entités juridiques d'Enbridge.
- 6) Tous les trimestres, Enbridge doit déposer devant l'Office les données relatives au débit, par volumes souscrits et volumes non souscrits, par produit et par point de réception et de livraison, selon une ventilation mensuelle. Si les volumes indiqués dans l'une ou l'autre de ces catégories ne sont pas attribuables à au moins trois expéditeurs, Enbridge peut communiquer le volume total des trois catégories de brut, comme le décrit l'article 6b) des règles et règlements tarifaires pro forma visant la canalisation 9.